



Empresa de Pesquisa Energética

## Plano Indicativo de Terminais de GNL

# PITER

2021

JULHO DE 2021

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



**Supervisão**

Heloísa Borges Esteves

**Coordenação Geral**

Marcos Frederico Farias de Souza

**Coordenação Executiva**

Marcelo Ferreira Alfradique

**Coordenação Técnica**

Gabriel de Figueiredo da Costa

**Equipe Técnica – DPG/SPG**

Ana Claudia Sant’Ana Pinto

Carolina Oliveira de Castro

Henrique Plaudio G. Rangel

Luiz Paulo Barbosa da Silva

**Suporte Administrativo**

Alize de Fátima Antunes Leal

<https://epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/petroleo-gas-e-biocombustiveis>

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



**Ministro de Estado**

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

**Secretária-Executiva**

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**

José Mauro Ferreira Coelho

<http://www.mme.gov.br/>



Empresa de Pesquisa Energética

**Presidente**

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

**Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis**

Heloísa Borges Esteves

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**

Giovani Vitória Machado

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Erik Eduardo Rego

**Diretora de Gestão Corporativa**

Angela Regina Livino de Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

## ■ Sumário

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>2</b>
<b>2. CONTEXTUALIZAÇÃO .....</b>	<b>4</b>
<b>3. METODOLOGIA.....</b>	<b>8</b>
<b>4. DETALHAMENTO DE TERMINAIS DE GNL INDICATIVOS .....</b>	<b>12</b>
4.1. REGIÃO NORTE .....	13
4.1.1. CARACTERÍSTICAS DO PROJETO.....	14
4.1.2. ESTIMATIVAS DE CUSTOS .....	15
4.2. REGIÃO NORDESTE .....	16
4.2.1. CARACTERÍSTICAS DO PROJETO.....	16
4.2.2. ESTIMATIVAS DE CUSTOS.....	18
4.3. REGIÃO SUDESTE .....	19
4.3.1. CARACTERÍSTICAS DO PROJETO.....	19
4.3.2. ESTIMATIVAS DE CUSTOS .....	21
4.4. REGIÃO SUL .....	23
4.4.1. CARACTERÍSTICAS DO PROJETO.....	24
4.4.2. ESTIMATIVAS DE CUSTOS .....	25
<b>5. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....</b>	<b>27</b>
<b>6. ESTUDO DE CASO – CÁLCULO DE TARIFAS DE REGASEIFICAÇÃO .....</b>	<b>30</b>
<b>7. ATUALIZAÇÕES SOBRE PROJETOS EM ANDAMENTO NO BRASIL.....</b>	<b>32</b>
<b>8. CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>36</b>
<b>9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>38</b>

## ■ Lista de Figuras

Figura 1. Evolução da capacidade de regaseificação dos terminais de GNL no Brasil .....	5
Figura 2. Oferta nacional total por fonte (em milhões de m <sup>3</sup> /dia e em percentual) .....	6
Figura 3. Consumo de gás natural no Brasil entre 2010 e 2020 por segmento .....	6
Figura 4 - Projeção de demanda de gás natural no horizonte 2021-2030.....	7
Figura 5. Mapa de localização das alternativas de terminais de GNL estudadas .....	13
Figura 6. Representação do projeto do terminal de GNL em Itacoatiara/AM.....	14
Figura 7. Distribuição percentual dos custos diretos do terminal na Região Norte .....	16
Figura 8 - Imagem de satélite do projeto do terminal de GNL em São Luís/MA. ....	17
Figura 9. Distribuição percentual dos custos do terminal na Região Nordeste.....	19
Figura 10. Imagem de satélite do projeto do terminal de GNL em Presidente Kennedy/ES .....	20
Figura 11. Distribuição percentual dos custos do terminal na Região Sudeste (sem tancagem onshore) .....	22
Figura 12. Distribuição percentual dos custos do terminal na Região Sudeste (com tancagem <i>onshore</i> ) .....	23
Figura 13. Representação do projeto do terminal de GNL em Pontal do Paraná/PR .....	24
Figura 14. Distribuição percentual dos custos do terminal na Região Sul .....	26
Figura 15. Tarifas de Regaseificação para o terminal offshore e para a tancagem .....	31
Figura 16. Mapa de localização dos terminais de regaseificação de GNL no Brasil.....	32

## ■ Lista de Tabelas

Tabela 1. Custos associados ao projeto do terminal em Itacoatiara/AM .....	15
Tabela 2. Custos associados ao projeto do terminal em Itaqui/MA.....	18
Tabela 3. Custos associados ao projeto do terminal em Presidente Kennedy/ES sem tancagem .....	21
Tabela 4. Custos associados ao projeto do terminal em Presidente Kennedy/ES com tancagem .....	22
Tabela 5. Custos associados ao projeto do terminal em Pontal do Paraná/PR .....	25
Tabela 6. Projetos de Terminais de Regaseificação de GNL analisados no PITER 2021.....	27
Tabela 7. Resumo dos principais projetos de terminais de regaseificação de GNL em andamento no Brasil .....	33

# 1. Introdução

---

O Plano Indicativo de Terminais de GNL (PITER) se insere no conjunto de estudos elaborados pela EPE com o objetivo de subsidiar o planejamento do setor de gás natural brasileiro, no sentido de apresentar oportunidades de investimentos em terminais de GNL no País. Os projetos indicativos, apresentados em nível conceitual, podem vir a ser detalhados pelas empresas interessadas e, ao serem construídos, permitiriam ampliar a capacidade e aumentar a flexibilidade e a segurança no suprimento de gás natural. Estas alternativas possibilitam levar gás natural a regiões ainda não atendidas ou criar pontos de oferta flexíveis em uma determinada região, incentivando novas demandas de gás a surgirem próximas a essas localidades.

Este é o primeiro PITER elaborado pela EPE, que vem para compor o conjunto de planos indicativos que a Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG) publica periodicamente, juntamente com o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG) e o Plano Indicativo de Processamento e escoamento de Gás Natural (PIPE). O PITER considera a integração com os demais planos indicativos da EPE de modo a garantir um planejamento energético integrado, desenvolvendo soluções eficientes do ponto de vista sistêmico. Esse plano é parte da iniciativa da EPE em trazer previsibilidade ao mercado de gás natural para possíveis alternativas de investimentos em terminais de GNL, alinhada aos objetivos do Programa Novo Mercado de Gás. O Programa subsidiou a elaboração da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134 de 8 de abril de 2021) e seu decreto regulamentador (Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021), visando a formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo, contribuindo para o desenvolvimento econômico do País.

Nos termos do Artigo 4º da Lei de criação da EPE (Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004), “compete à EPE (...) elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil”. Com a finalidade de cumprir com o seu papel institucional e fomentar o mercado de gás natural brasileiro, a EPE traz no PITER informações sobre possíveis terminais de GNL que poderão ser implementados no Brasil, de forma indicativa. Assim, com base em estudos de oferta e demanda associados aos demais produtos publicados pela empresa, o PITER traz análises técnico-econômicas de cada alternativa estudada de projeto de terminal de GNL. A partir dos resultados destas análises, busca-se o aproveitamento das principais vantagens competitivas destas infraestruturas, baseadas no estabelecimento de novas ofertas de gás flexível para locais com potencial de demanda.

Este estudo constitui-se em uma ferramenta de planejamento para o setor de gás natural, além de introduzir uma série de avanços para esta indústria. Um deles seria a redução da assimetria de informação sobre potenciais terminais de GNL no Brasil, contribuindo para a identificação de oportunidades pela indústria. Outro avanço, de forma igualmente relevante, é o alinhamento de expectativas e interesses entre os agentes da indústria de gás natural visando à promoção de investimentos em terminais de GNL. Uma terceira contribuição diz respeito à divulgação, de forma transparente, da metodologia, das premissas e dos critérios de avaliação considerados nos estudos, bem como a estimativa de custos os terminais e para os serviços oferecidos.

Na estrutura dos capítulos do plano são apresentados um contexto e um breve histórico dos terminais de GNL no Brasil, seguida da descrição metodológica desenvolvida para definição dos projetos, dimensionamentos, custos e demais características. Em sequência, apresentam-se os quatro projetos examinados, os quais se referem a alternativas baseadas em projetos já estudados nas Regiões selecionadas, buscando, quando possível, conexão com os demais Planos Indicativos

publicado pela EPE, seja através de gasodutos indicados no PIG ou polos de processamento de gás natural e dutos de escoamento estudados no PIPE.

Para cada alternativa estudada no PITER, são apresentados os critérios técnicos e econômicos responsáveis pela escolha daquele projeto. Em seguida, propõe-se um estudo de caso avaliando o terminal do Sudeste em relação a diferentes níveis de utilização de sua capacidade de regaseificação e da existência, ou não, de instalações de tancagem *onshore*, a fim de se calcular tarifas de regaseificação em cada uma destas situações. Ao final, os resultados do dimensionamento e da orçamentação dos terminais, bem como os resultados do estudo de caso, são resumidos e comentados de forma conjunta. Esta seção busca avaliar os condicionantes que podem influenciar na viabilidade da instalação dos terminais e apresentar as perspectivas de implementação de cada projeto. A última seção traz uma atualização dos projetos analisados na Nota Técnica de Terminais de GNL no Brasil – Ciclo 2019/2020 (EPE, 2020a).

## 2. Contextualização

---

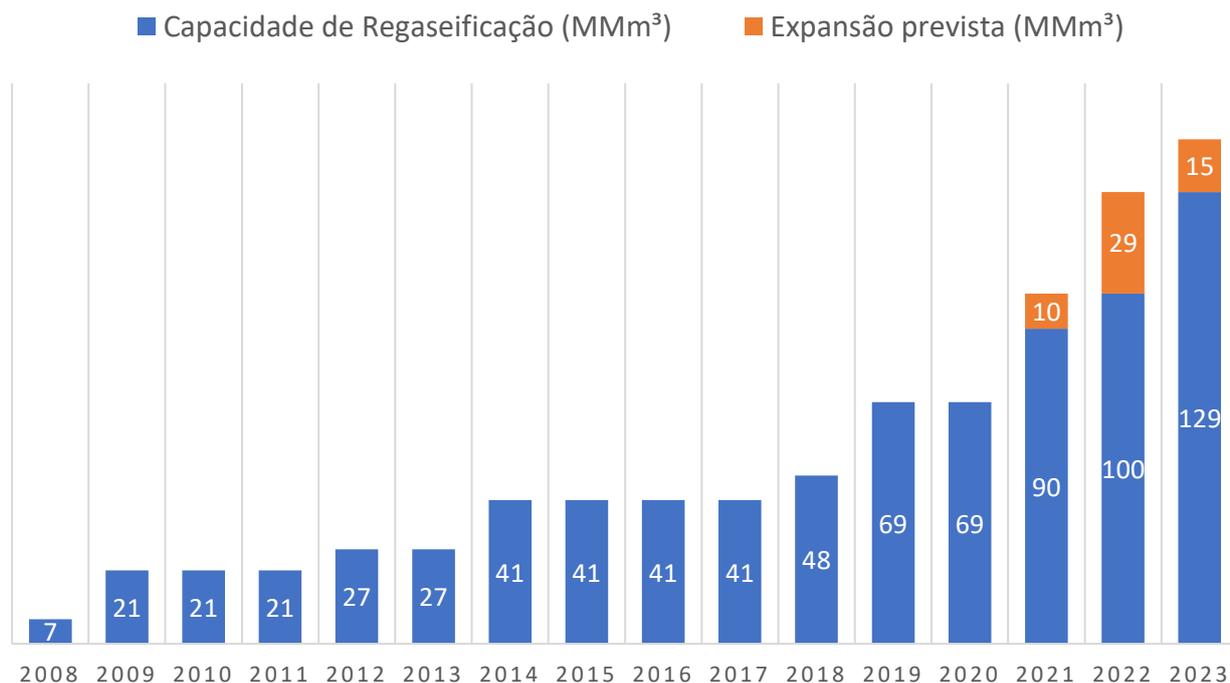
Este capítulo apresenta o contexto e um breve histórico dos terminais de GNL estabelecidos no Brasil. Para mais detalhes do histórico, bem como informações adicionais sobre as configurações de cada um dos terminais, sugere-se a leitura prévia do capítulo especial da Nota Técnica de Terminais de GNL no Brasil – Ciclo 2019/2020 (EPE, 2020a).

O GNL é uma importante fonte de oferta de gás natural ao Brasil, compondo, com a produção nacional e a importação via gasodutos, o montante total de gás natural disponível para atendimento às demandas brasileiras. O GNL fornece flexibilidade ao mercado de gás brasileiro, auxiliando o controle das variações de demanda que possam ocorrer ao longo do tempo.

No Brasil existem em operação cinco terminais de regaseificação de GNL. Os dois primeiros, com configurações semelhantes entre si, pertencem à Petrobras: o terminal de Pecém/CE, inaugurado em janeiro de 2009 e o terminal da Baía de Guanabara/RJ, inaugurado em abril do mesmo ano. O terceiro terminal, também da Petrobras, foi inaugurado em 2014, na Baía de Todos os Santos/BA. Os dois terminais restantes foram construídos mais recentemente, sendo ambos pertencentes a outros agentes do mercado: o terminal do Porto Sergipe/SE, da CELSE, inaugurado em 2019; e o terminal do Porto do Açu/RJ, da GNA, inaugurado em 2021. Há ainda três projetos adicionais com Decisão Final de Investimento (FID) anunciada pela empresa New Fortress Energy: Terminal Gás Sul/SC, Terminal de Suape/PE e Terminal de Barcarena/PA (EPBR, 2021a).

A Figura 1 apresenta a evolução da capacidade de regaseificação instalada na costa brasileira através dos terminais de GNL ao longo dos anos, assim como a projeção para expansão no horizonte dos projetos anunciados. Cronologicamente, os seguintes fatos são representados:

- entrada em operação dos terminais de Pecém/CE e Baía de Guanabara/RJ, em janeiro e abril de 2009 respectivamente, totalizando uma capacidade instalada de 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia;
- entrada em operação do terminal da Baía de Todos os Santos/BA em janeiro de 2014, com capacidade instalada de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia;
- elevação da capacidade de regaseificação do Terminal de Baía de Guanabara/RJ em 2014, saindo dos iniciais 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia;
- entrada em operação do terminal da CELSE em Barra dos Coqueiros/SE em novembro de 2019, com capacidade de 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia;
- autorização de operação do Terminal de GNL do Açu em maio de 2021, com capacidade de 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia;
- ampliação prevista do terminal de Baía de Guanabara/RJ para a capacidade de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia a partir de 2021;
- entrada em operação prevista para 2022 do terminal de Barcarena/PA, com capacidade de 15 milhões de m<sup>3</sup>/dia, e do terminal de Suape/PE, com capacidade de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia;
- entrada em operação do Terminal Gás Sul em São Francisco do Sul/SC, prevista para 2023, com capacidade de 15 milhões de m<sup>3</sup>/dia.



**Figura 1. Evolução da capacidade de regaseificação dos terminais de GNL no Brasil**

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2020a), MME (2021) e EPBR (2021a).

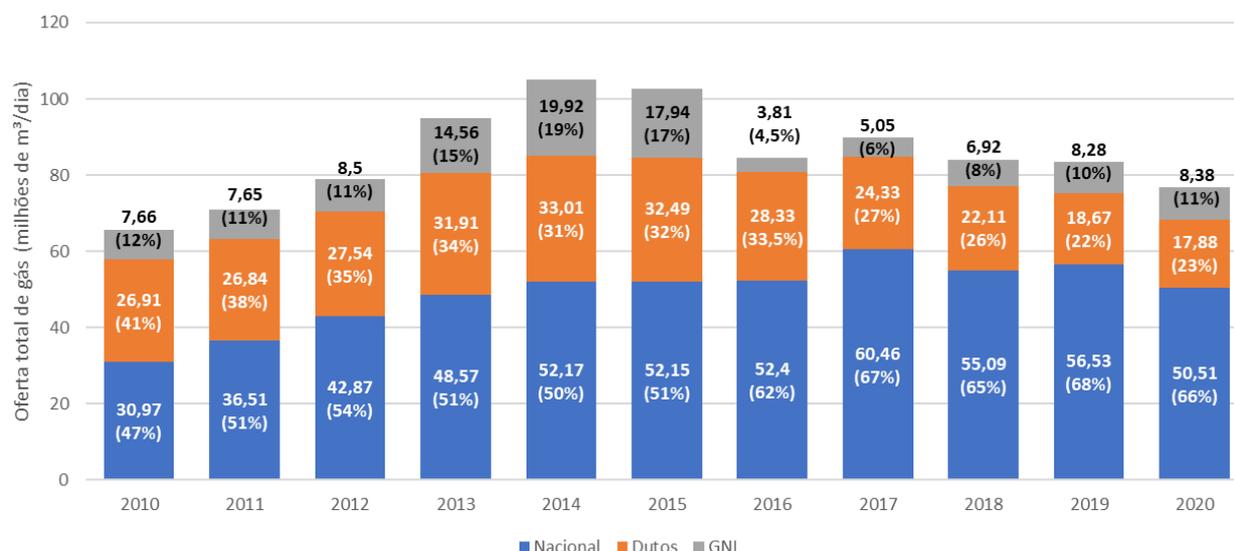
Historicamente, os terminais de GNL no Brasil têm desempenhado o importante papel de trazer a flexibilidade na oferta que a demanda termelétrica necessita. Esta necessidade decorre das variações no despacho termelétrico devido à intermitência e sazonalidade na geração através das fontes renováveis. Visto que o gás natural brasileiro é, majoritariamente, associado ao petróleo, não é sempre possível reduzir ou parar sua produção sem prejuízo à extração do óleo. Assim, o GNL vem auxiliar no balanceamento da rede e acomodação das variações de demanda por gás natural.

Como consequência dessa necessidade de flexibilidade, os maiores projetos de usinas termelétricas a gás natural vencedores nos leilões de energia dos últimos anos contaram com terminais de GNL próprios para fornecer o insumo às suas usinas. Destaca-se, no entanto, que outros fatores tais como: a inexistência (e o alto custo) de instalações de estocagem de gás natural<sup>1</sup>, as projeções de baixos preços do GNL no mercado internacional, as limitações ou inexistência de infraestrutura de transporte gás natural em alguns locais do Brasil podem justificar projetos com esta configuração.

Destaca-se que, historicamente, a flexibilidade exigida pelas usinas termelétricas conectadas à malha integrada de gasodutos era garantida pelos terminais de GNL da Petrobras. Assim, apesar de não ser a única fonte possível de fornecimento de gás natural com flexibilidade<sup>2</sup>, nota-se a importância dos terminais de GNL para expansão da demanda termelétrica nos últimos anos no Brasil, fato que pode ser observado pela Figura 2 em conjunto com a Figura 3.

<sup>1</sup> Estocagem é o armazenamento de gás natural provido por diversos tipos de infraestrutura (instalações de Estocagem Subterrânea de Gás Natural, acondicionamento e/ou tancagem), sendo uma atividade secundária da malha de transporte de gás, podendo prover flexibilidade de oferta ao sistema de gás brasileiro (TAVARES et al., 2021).

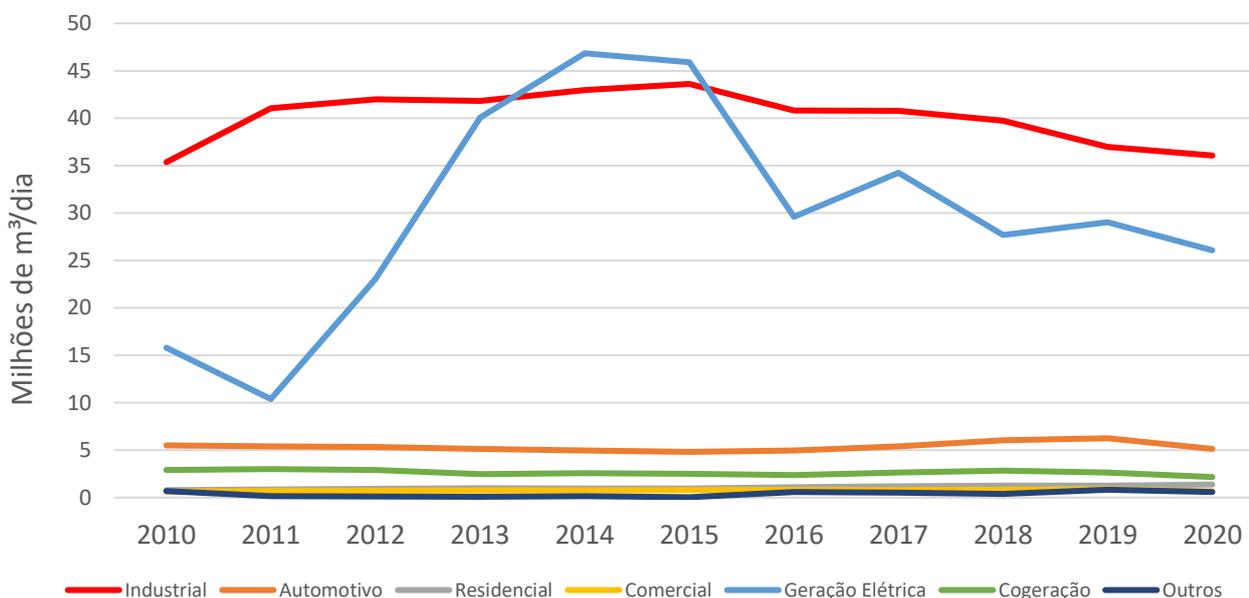
<sup>2</sup> A utilização de estocagem, tanto subterrânea quanto em tanques de GNL, poderia ser uma outra solução, por exemplo.



**Figura 2. Oferta nacional total por fonte (em milhões de m³/dia e em percentual)**

Fonte: MME (2017) e MME (2021).

Observa-se, a partir da Figura 2, que o período de maior participação do GNL na oferta nacional (2013-2015) corresponde a um período de elevada geração termelétrica a gás natural, conforme pode ser observado na Figura 3, o que demonstra a atuação do GNL para garantir flexibilidade para este tipo de demanda.



**Figura 3. Consumo de gás natural no Brasil entre 2010 e 2020 por segmento**

Fonte: EPE (2020b).

Com relação às perspectivas para o futuro, no PDE 2030 é esperado que a demanda termelétrica aumente mais de 100% no horizonte de 10 anos, conforme pode ser observado na Figura 4. Espera-se que, ao menos, parte dessa expansão possa fazer uso, direta ou indiretamente, da capacidade disponível de regaseificação dos terminais de GNL (existentes ou futuros) espalhados pelo País. Caso estes terminais venham, em algum momento, a ser conectados à malha integrada de

gasodutos, seria possível garantir, além de segurança de abastecimento da rede de gás natural, maior segurança na geração de energia elétrica no País.

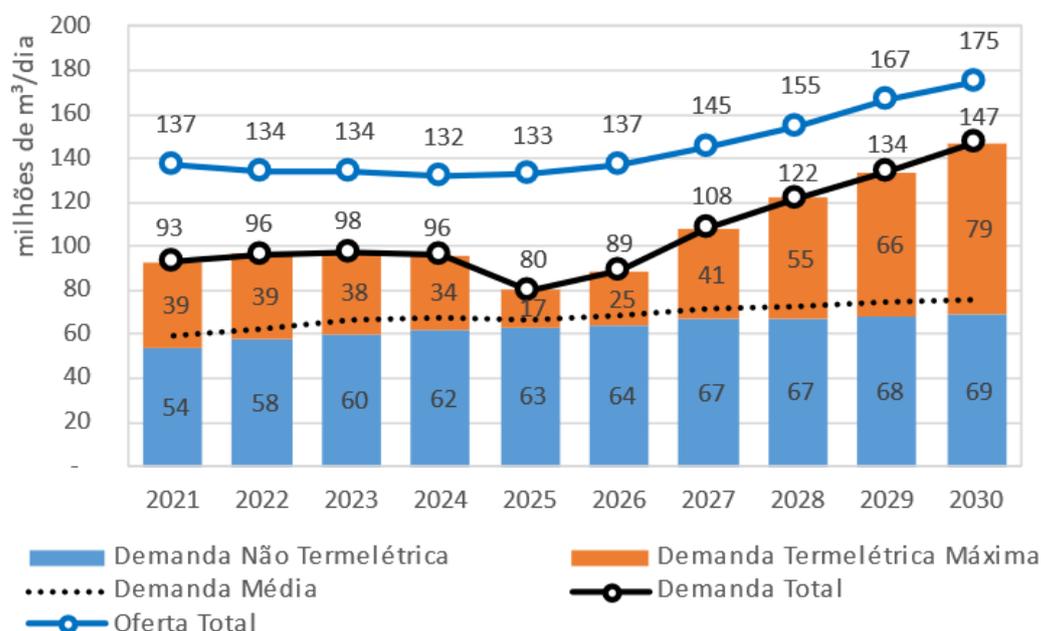


Figura 4 - Projeção de demanda de gás natural no horizonte 2021-2030.

Fonte: EPE (2020c).

Adicionalmente, as perspectivas de curto prazo dizem respeito à possibilidade de atendimento de demandas via GNL em pequena escala, com possibilidade de início a partir de 2022. Espera-se a interiorização do gás natural em localidades ainda não atendidas pelo energético, utilizando-se barcaças e cabotagem, via modal rodoviário com tanques móveis e através da criação de infraestruturas para abastecimento de veículos pesados ao longo de conhecidas rotas de transporte de cargas (também denominados “Corredores Azuis”). Deste modo, municípios e até estados ainda não conectados à malha de gasodutos de transporte existente, ou sem oferta local de gás natural, poderiam passar a recebê-lo, o que ajudaria a criar demandas que, futuramente, poderiam justificar e viabilizar a ampliação da infraestrutura até estes mercados (EPE, 2020a).

### 3. Metodologia

---

Serão abordadas, neste capítulo, as principais considerações e premissas que nortearam os estudos de estimativa de CAPEX dos terminais indicativos deste plano. No capítulo especial da “Nota Técnica Terminais de GNL no Brasil – Panorama dos Principais Projetos (Ciclo 2019-2020)”, haviam sido estudadas configurações típicas de terminais juntamente com suas estimativas de custos em caráter geral. No atual plano indicativo, busca-se analisar projetos específicos de terminais, estimando-se o custo para cada caso. Ressaltam-se o ganho e o refinamento de informações colhidas ao longo do último ano para elaboração deste documento, devido à colaboração prestada pelas empresas que atuam no setor por meio de reuniões técnicas realizadas ao longo de 2021.

Inicialmente, para fins de análise dos projetos de terminais de GNL, é importante destacar que a localização da infraestrutura é fator crucial para determinação de seus custos. Através de estudos detalhados de batimetria, movimento das marés, velocidade e direção dos ventos, perfil de ondas, profundidade, condições do solo no fundo do mar, distância da costa, análises ambientais, dentre outras análises, o empreendedor avalia a melhor configuração aplicável a seu terminal.

A busca é sempre por locais nos quais o custo associado àquele terminal seja o menor possível, evitando locais onde haja necessidade de construção de quebra-mar ou de grandes volumes de dragagem e derrocagem, além de se buscar facilidades próximas ao local, como canais de navegação já existentes ou estrutura portuária auxiliar, com rebocadores, por exemplo. Estes estudos minuciosos, para detalhar com precisão a localização de instalação do terminal, não são realizados pela EPE e não fazem parte dos objetivos deste trabalho, cabendo ao empreendedor interessado se aprofundar nos estudos relativos ao terminal de interesse.

Tendo em vista a diversidade de configurações possíveis para um terminal de GNL, foi realizada uma avaliação das configurações existentes no Brasil de forma a permitir a definição do tipo de terminal de GNL a ser adotado neste estudo como terminal modelo, em relação ao tipo de atracação, forma de descarregamento do GNL, equipamentos sobre o píer, dentre outras características com forte impacto sobre os custos do projeto.

No Brasil temos configurações distintas nos terminais existentes, embora todos utilizem navios do tipo FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*) para regaseificação do GNL. Os terminais pioneiros da Petrobras, na Baía de Guanabara/RJ e em Pecém/CE, possuem configurações semelhantes: dois berços de atracação, com um píer entre eles, tubulação criogênica e braços de descarregamento criogênico sobre o píer. Já, o terminal da Baía de Todos os Santos/BA, por sua vez, possui um único berço e conta com um sistema de descarregamento do tipo *ship-to-ship* (diretamente entre os navios), através de mangotes criogênicos. Enquanto os dois primeiros fazem uso de mais equipamentos sobre o píer para o processo de descarregamento do GNL, o segundo, por não necessitar de píer entre os navios, apresenta avanços em relação à necessidade de equipamentos em todo o processo.

Já os terminais construídos mais recentemente, de Barra dos Coqueiros/SE e Porto do Açu/RJ, também utilizam uma FSRU e realizam o descarregamento do GNL através do sistema *ship-to-ship*. A diferença fica por conta da forma de atracação. Enquanto o primeiro faz uso de uma tecnologia até então inovadora para terminais de GNL no Brasil, com boias de atracação do tipo *Submerged Soft-*

*Yoke*<sup>3</sup>, em que os navios amarrados entre si conseguem girar em torno do eixo da boia, o terminal do Porto do Açu segue a linha tradicional de píer construído sob um molhe<sup>4</sup> do porto, contando com braços de descarregamento somente para o gás regaseificado, conectando a FSRU a um gasoduto dedicado ao abastecimento da termelétrica associada.

Nota-se uma evolução nos terminais de GNL desde a construção das primeiras unidades no país até hoje. Há uma tendência atual em se utilizar o descarregamento do GNL para a FSRU através da configuração *ship-to-ship*, enquanto projetos como os de Barcarena/PA, São Francisco do Sul/SC e Santos/SP denotam também a tendência em se buscar otimização da quantidade de equipamentos sobre o píer. Esta otimização dos equipamentos resulta na redução da mão-de-obra dedicada à operação do terminal, permitindo a operação remota da instalação, além de outros ganhos de escopo. A tendência observada através destes projetos, no entanto, não elimina totalmente a importância de projetos que fazem uso de equipamentos tradicionais como braços de descarregamento, que ainda podem ser aplicáveis em algumas condições específicas.

Dessa forma, ao se buscar definir as configurações a serem empregadas em cada terminal indicativo neste plano, levaram-se em consideração as tendências discutidas sobre o mercado de terminais de GNL no Brasil. Os projetos descritos neste plano indicativo seriam do tipo *offshore*, contando com uma FSRU, além de fazer uso do descarregamento do GNL através do sistema *ship-to-ship*, buscando otimizar a relação de equipamentos sobre o píer.

Como premissa, definiu-se a capacidade de regaseificação das FSRU deste estudo como sendo de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia. No entanto, cabe destacar que a capacidade de regaseificação do terminal não é tão restritiva quando se busca estimar seus custos de CAPEX. A capacidade de um terminal está associada à FSRU afretada, e esta pode ser substituída por outra em um novo contrato. Dessa forma, para se converter um terminal com capacidade de regaseificação de 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia para um terminal de 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia, por exemplo, bastaria o novo afretamento de uma FSRU que tenha essa capacidade. Vale destacar que, para esta substituição de FSRU buscando aumento de capacidade do terminal, as infraestruturas de escoamento do gás regaseificado pela FSRU (como dutos e demais estruturas) devem comportar o aumento de vazão, o que requer simulações e testes de *performance* para sua confirmação. Embora alguns ajustes ainda sejam feitos nesses casos, a maioria dos projetos de terminais já dimensionam dutos e demais infraestruturas prevendo uma possível expansão no futuro (EPE, 2020a). Neste sentido, embora os terminais considerados neste plano indicativo sejam de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia, as infraestruturas de escoamento do gás regaseificado foram dimensionadas para permitir o escoamento de até 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia sem necessidade de ampliação futura destas estruturas, trocando-se apenas a FSRU.

Quanto à sua localização, foi estabelecido pelo menos um projeto *offshore* por região geográfica do Brasil, exceto o Centro-Oeste, por não possuir acesso direto ao mar. Buscou-se definir as localizações dos projetos com base em estudos existentes de projetos de terminais naquelas Regiões, optando, quando possível, não serem muito próximos a terminais de GNL já existentes, de modo a evitar redundância dos projetos, concentração da oferta e da injeção em um só ponto da malha. Assim, os terminais aqui indicados já seriam terminais com estudos preliminares iniciados, tendendo a ter a sua localização já previamente estudada e otimizada conforme resultados de

<sup>3</sup> Trata-se de um sistema desenvolvido para manter a FSRU na mesma posição, permitindo que a embarcação gire livremente (360 graus em torno do ponto de conexão) de acordo com as forças externas (SINAVAL, 2019).

<sup>4</sup> Molhe é a designação utilizada para estruturas do tipo quebra-mar no qual, sobre sua superfície, são realizadas operações de carga e descarga de navios ou quando esta estrutura tem funções de guia de correntes (MIGLIORINI e GUIMARÃES, 2008).

análises avançadas (batimetria, movimento de marés, entre outros) realizadas pelo empreendedor interessado.

Dessa forma, procura-se aumentar a precisão dos custos apresentados neste plano. Embora os terminais tenham geralmente uma relação direta com a demanda termelétrica, conforme observado no Capítulo 2, os projetos analisados no presente estudo não foram limitados apenas às informações sobre a melhor localização dos terminais em função das termelétricas para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Embora a maioria dos projetos dos terminais de GNL possa estar associada a consumidores deste tipo, a análise dos terminais atentou para a possibilidade de desenvolvimento da indústria local de gás natural nos segmentos não termelétricos, e não exclusivamente no mercado termelétrico.

Para o cálculo dos custos associados a construção de cada terminal, utilizou-se o Sistema de Avaliação de Terminais de Regaseificação (SATIR) da EPE, que conta com uma ferramenta associada a uma base de dados com informações de custos de projetos existentes, em planejamento, referências internacionais e referências de custos elaboradas por consultoria técnica especializada contratada pela EPE. No intuito de alinhar os custos aqui utilizados, bem como colher as principais informações de cada projeto, também foram realizadas reuniões com agentes do setor que possuem projetos em fases mais avançadas de desenvolvimento de terminais de GNL.

Assim, foram calculados os custos de capital (CAPEX) de cada terminal indicativo neste plano, com data-base de dezembro de 2020. Para equipamentos importados e mão-de-obra especializada internacional, quando necessário, foi utilizada a cotação do dólar a R\$ 5,14 enquanto o euro foi considerado em R\$ 6,26. Não foram considerados os custos de aquisição da FSRU por ser uma prática do mercado afretar o navio, e não o comprar. De toda forma, os custos associados à compra da FSRU giram em torno de US\$ 250 milhões a US\$ 350 milhões a depender do modelo e da capacidade de regaseificação, caso um dado empreendedor tenha preferência por esta modalidade de compra. Os custos operacionais para afretamento da embarcação estariam em torno de US\$ 100.000/dia não incluindo os custos relativos à tripulação especializada.

Como premissa também para o cálculo dos custos de construção do terminal, foi adotada uma contingência de 30%, devido aos projetos serem aqui analisados no nível conceitual. Além disso, foi necessário estimar um BDI (Benefícios e Despesas Indiretas) médio. De acordo com o Acórdão 2622/2013 do TCU, o BDI inclui os custos com administração central, riscos, seguros e garantias, despesas financeiras, lucro, tributos (PIS, COFINS, ISS) e contribuição previdenciária sobre a receita bruta (CPRB). Para cada rubrica anterior, é estimado um percentual que compõe o BDI final. Para projetos similares à configuração definida neste estudo, foi adotado um percentual de referência recomendado por consultoria contratada pela EPE de 27,48% sobre os custos diretos do projeto.

Por fim, cabe destacar que os custos aqui apresentados possuem um grau de incerteza elevado, devido ao nível de detalhamento de projeto conceitual, bem como pelas peculiaridades dos projetos de terminais de GNL. Nestas condições, é razoável adotar como percentual de precisão de -20% a -50% e +30% a +100%, conforme AACEI (2011).

Os custos de CAPEX foram divididos em sete rubricas:

- **Serviços Gerais:** trata-se dos custos não diretamente associados à construção do terminal em si. Inclui os custos relativos ao canteiro de obras, administração local e equipamentos, projeto executivo, gerenciamento e fiscalização locais da obra e os custos relativos ao licenciamento do terminal.

- **Estrutura Civil (Pier):** trata-se dos custos associados a construção do píer do terminal. Inclui principalmente os custos relativos aos dolphins de atracação, dolphins de amarração, plataforma operacional e estruturas metálicas. Podem ainda incluir, a depender do projeto, blocos de apoio à tubovia e à passarela, além da própria passarela e sistemas complementares de amarração e atracação com a lógica de *quick release*<sup>5</sup>.
- **Implantação de Gasoduto:** trata-se dos custos relativos à construção do gasoduto e para sua posterior operação. Inclui os custos de gasodutos *onshore*, *offshore* e/ou gasoduto sob o píer e demais instalações complementares, como lançador e recebedor de PIG, válvulas, sistema anticorrosão, etc.
- **Estação de Transferência de Custódia:** trata-se do equipamento instalado ao final do duto integrante do terminal, necessário para realização da transferência de custódia do gás regasefeito. Inclui os custos relativos aos equipamentos e os custos dos serviços de construção e montagem.
- **Tancagem:** trata-se dos custos de construção para posterior operação dos tanques para armazenamento do GNL. Inclui os custos do tanque e do sistema de descarga.
- **Contingências:** percentual sobre o custo das rubricas supracitadas.
- **BDI:** percentual sobre os custos diretos.

Não foram considerados custos de abertura de canal de navegação nem os custos de outras obras especiais, como dragagem (retirada de areia), derrocagem (retirada de pedras) e quebra-mar já que os projetos aqui analisados ou estavam próximos ou localizados em Portos Organizados (portos públicos) ou Terminais de Uso Privado (TUPs). Além disso, há elevada incerteza quando se busca estimar uma média de custo para essas obras, dependendo de projetos de engenharia específicos para maior precisão.

No que diz respeito à tancagem, foi considerada uma variação da proposta de terminal na Região Sudeste levando em conta a possibilidade de se construir um tanque em terra para estocar uma quantidade adicional de GNL, além da capacidade da própria FSRU<sup>6</sup>. Assim, com base em projetos de terminais *onshore* em referências internacionais, definiu-se como premissa a construção de um tanque de 180.000 m<sup>3</sup> na costa. Por fim, buscou-se testar os custos associados a uma tancagem adicional no caso do empreendedor assim a considerar necessária.

---

<sup>5</sup> Utilizado para agilizar o processo de desatracação quando a embarcação se encontra em situação de risco.

<sup>6</sup> A depender da FSRU, a capacidade de estocagem de GNL desses navios geralmente fica entre 150.000 m<sup>3</sup> e 180.000 m<sup>3</sup>.

## 4. Detalhamento de Terminais de GNL Indicativos

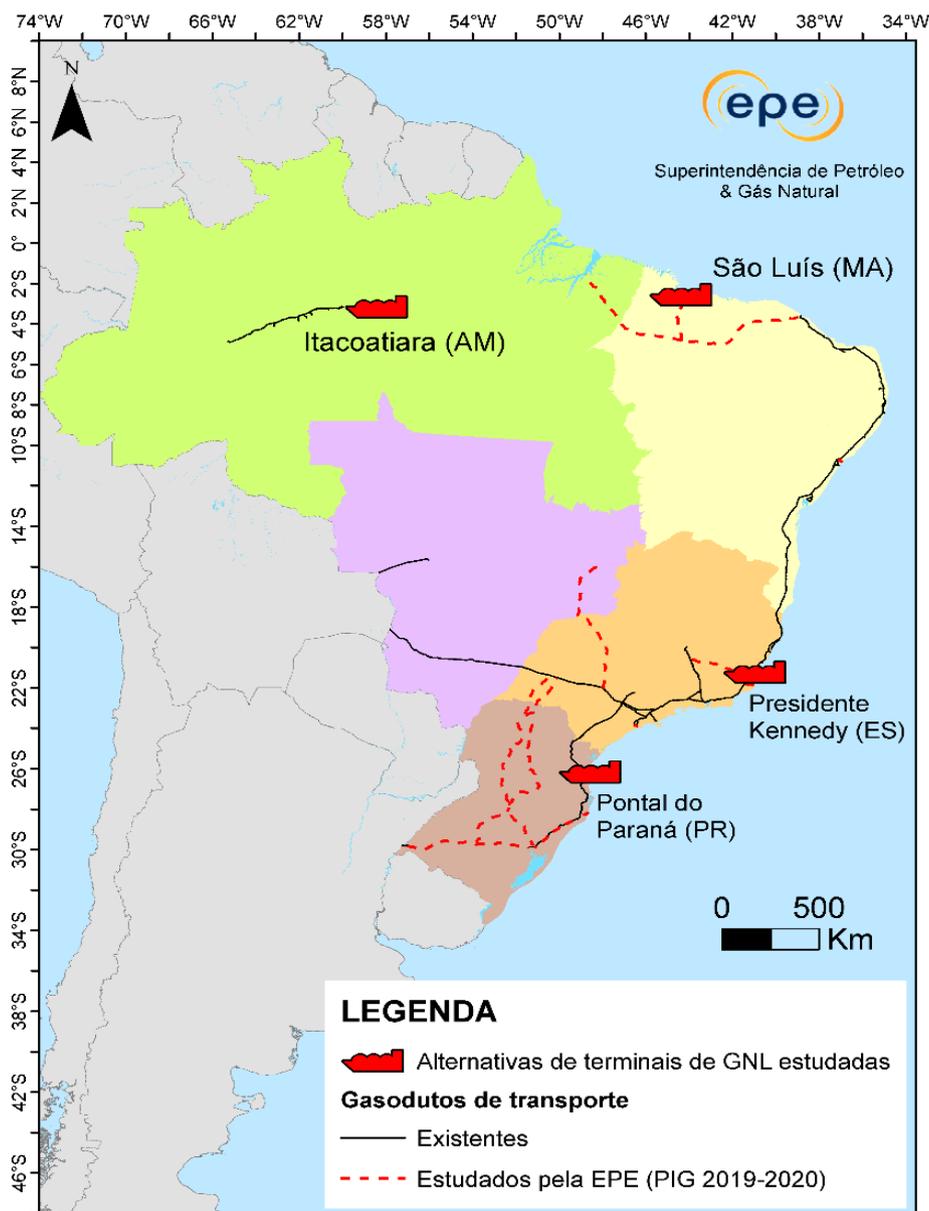
---

Neste capítulo, serão abordados os projetos de terminais de GNL avaliados pela EPE, escolhidos para montar o portfólio de projetos deste plano indicativo. É importante destacar que outros projetos já existentes de terminais, com diferentes graus de maturidade, localizados próximos aos apresentados no PITER 2021, também poderiam ser capazes de atender aos condicionantes definidos no plano que justificam a escolha de determinada localização geográfica para um terminal. No entanto, convém ressaltar que variações de projeto e localização, diferentes daqueles apresentados neste estudo, podem implicar em alterações nos custos envolvidos. A Figura 5 apresenta a localização dos projetos estudados, tendo sido avaliado um projeto em cada Região do Brasil, com exceção do Centro-Oeste, nos seguintes Estados: Amazonas; Maranhão, Espírito Santo e Paraná.

Como citado na metodologia, foram selecionados, nestes Estados, localidades onde já existe algum projeto de terminal anunciado ou em análise por empreendedores. Isto foi feito como forma de se selecionar uma localidade na qual já houve estudos iniciais que atestem viabilidade técnica para construção de um terminal de GNL. Outras premissas levadas em consideração na escolha da localização do terminal foram os próprios parâmetros que norteiam o PITER: garantir o suprimento de gás em locais de elevada demanda, permitir o desenvolvimento econômico e da indústria de gás natural local, segurança de suprimento (principalmente em sistemas isolados) e reforçar a malha de gasodutos nacional, em especial na Região Sul do país.

Assim, os terminais que serão descritos neste plano estão localizados em:

- Itacoatiara/AM, importante ponto comercial próximo a Manaus e com calado ainda profundo no Rio Amazonas;
- São Luís/MA, capital estadual ainda não abastecida por gás natural e com um bom potencial de demanda;
- Presidente Kennedy/ES, cidade próxima à malha integrada com alguns projetos de chegada de gás do Pré-sal e interiorização do gás no País; e
- Pontal do Paraná/PA, possibilitando uma nova entrada de gás natural na malha integrada na Região Sul.



**Figura 5. Mapa de localização das alternativas de terminais de GNL estudadas**

Fonte: Elaboração própria EPE.

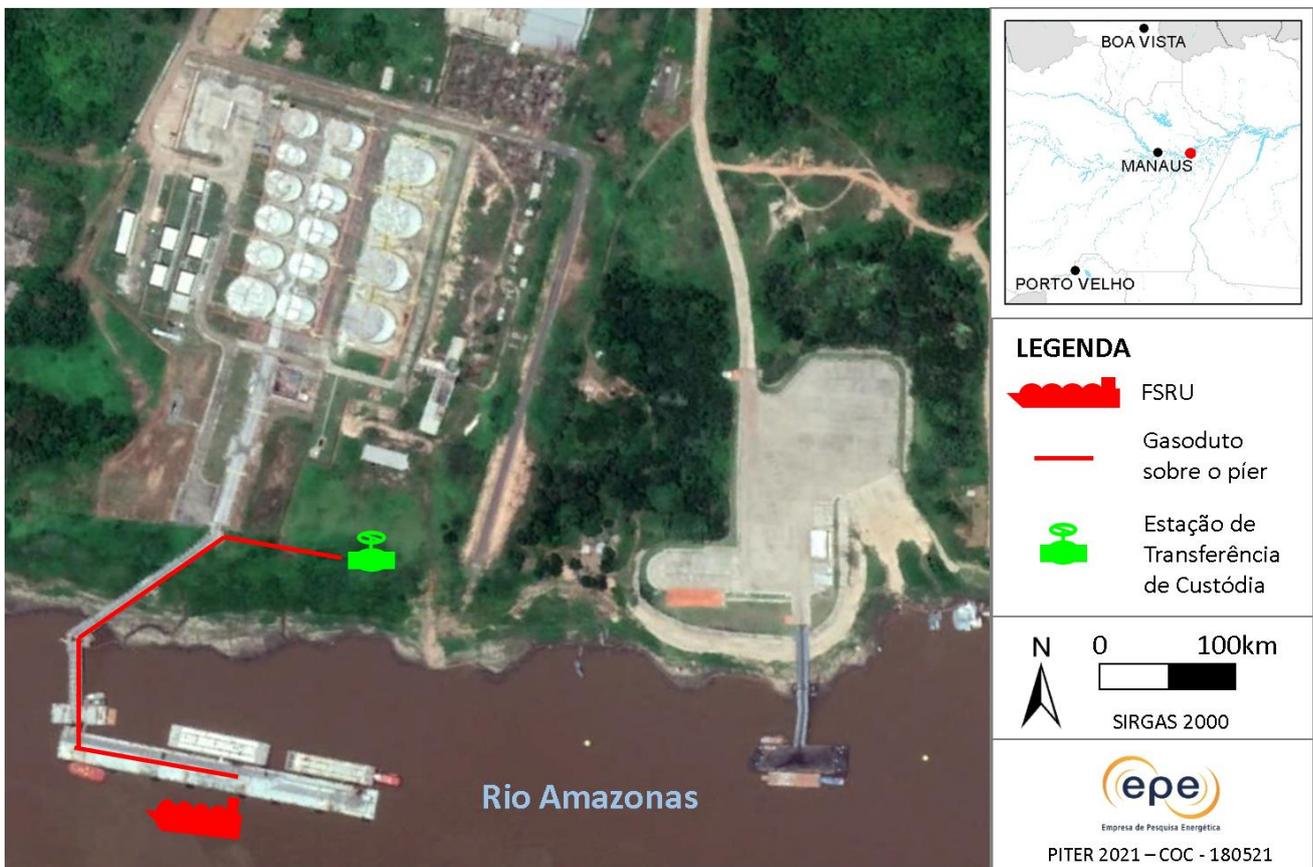
#### 4.1. Região Norte

O projeto selecionado na Região Norte está localizado em Itacoatiara, no Estado do Amazonas, às margens do Rio Amazonas, a 265 quilômetros de Manaus através da rodovia AM-010. A Região Norte tem como característica uma demanda potencial de gás natural mais pulverizada, além de contar com um potencial de substituição de óleo combustível ou diesel em pequenas usinas termelétricas ao longo da região. Isso tem contribuído para estimular iniciativas de projetos de distribuição de GNL por pequena escala. A possibilidade de se construir um terminal de regaseificação de GNL poderia servir como um centro de distribuição de GNL em pequena escala ao mesmo tempo que estimularia a concepção de projetos de maiores dimensões, como uma termelétrica nas proximidades do terminal. Há ainda a possibilidade de desenvolvimento de um polo industrial na

região, motivado por uma oferta de gás no município, ou até a ampliação da rede de distribuição da companhia distribuidora local (CDL).

#### 4.1.1. Características do projeto

O projeto do terminal estudado pela EPE seria instalado nas imediações do Terminal de Uso Privado (TUP) da Terminais Fluviais do Brasil (TFB), construído pela DISLUB Equador (Figura 6). Além de ser um terminal ancorado em um píer existente, contaria com um gasoduto de 500 metros instalado sobre o píer, que movimentaria o gás regaseificado para terra até ponto de transferência de custódia, onde outros projetos poderiam ser conectados.



**Figura 6. Representação do projeto do terminal de GNL em Itacoatiara/AM**

Fonte: Elaboração própria EPE com base na imagem do Google Earth Pro.

A escolha do TFB para implantação do projeto de Itacoatiara se deve à infraestrutura logística já instalada para movimentação de líquidos pela empresa DISLUB Equador, de modo que a experiência da empresa poderia favorecer os custos de operação do terminal. Este terminal, inaugurado em março de 2013, consiste em um empreendimento com 107 mil m<sup>2</sup> e 18 tanques com capacidade total de 103 mil m<sup>3</sup> de combustível. O calado máximo é de 20 m no período de cheia do Rio Amazonas (TFB S.A., 2018). Adicionalmente, o TFB possui área de tancagem para combustíveis o que poderia permitir, futuramente, a instalação de tancagem para armazenamento de GNL. Essa

possibilidade de armazenamento de GNL pode ajudar a desenvolver a indústria local de gás natural através da distribuição de GNL em pequena escala.

A localidade escolhida para instalação deste projeto também possui, nas proximidades, o porto público de Itacoatiara, cujos molhes distam, aproximadamente 350 metros em relação aos do TFB. No entanto, o porto de Itacoatiara não foi selecionado como localização para este projeto visto à expertise supracitada do TFB na movimentação e operação de combustíveis, além da existência de infraestrutura já construída no porto do TFB e a sua disponibilidade de acesso a terceiros. Destaca-se, no entanto, que caso o empreendedor opte por se instalar no porto público de Itacoatiara, não se espera que haja expressivas variações no projeto, visto a proximidade entre os portos e a necessidade de implantação de infraestrutura específica para GNL em ambos.

Porém, para que o terminal em questão pudesse ser instalado neste TUP, haveria a necessidade de negociação entre o agente interessado na movimentação de GNL e a TFB. Com isso, como premissa, considerou-se que a TFB, em um primeiro momento, poderia ter interesse em arrendar uma área de sua estrutura portuária para atracação de FSRU e passagem de dutos sobre o píer até a Estação de Transferência de Custódia em área adjacente ao TFB.

#### 4.1.2. Estimativas de custos

Os custos para o terminal foram estimados conforme a metodologia apresentada no Capítulo 3, resultando em um valor total de investimento da ordem de R\$ 175 milhões. A Tabela 1 apresenta as principais rubricas de custo deste projeto, além de seus respectivos valores.

**Tabela 1. Custos associados ao projeto do terminal em Itacoatiara/AM**

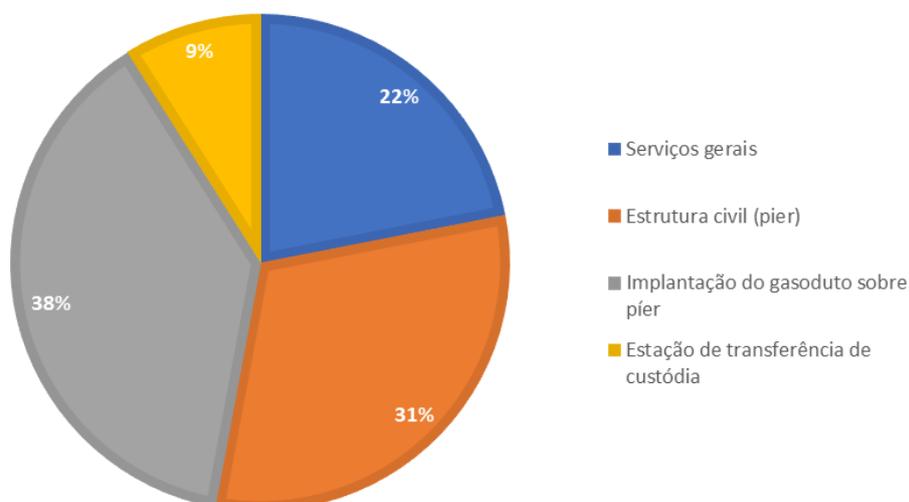
<b>Descrição</b>	<b>R\$ mi</b>
<b>Custos Diretos</b>	<b>R\$ mi</b>
Serviços gerais	24,4
Estrutura civil (píer)	34,5
Implantação do gasoduto sobre píer	42,5
Estação de transferência de custódia	9,9
<b>Total</b>	<b>111,3</b>
<b>Custos Indiretos</b>	<b>R\$ mi</b>
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	30,6
Contingências	33,4
<b>Total</b>	<b>64,0</b>
<b>INVESTIMENTO TOTAL (data-base dez/20)</b>	<b>175,3</b>

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e +30% de +100%.

Fonte: Elaboração própria EPE.

Com relação à distribuição dos custos diretos, pode-se observar na Figura 7 que a rubrica referente a implantação do gasoduto sobre o píer se apresenta como a mais significativa, correspondendo a 38% dos custos diretos do projeto. Em seguida, com uma participação próxima à anterior, destacam-se os custos relativos à estrutura civil do píer, com percentual de 31% dos custos

diretos para este terminal. A Figura 7 apresenta a distribuição percentual dos custos diretos deste projeto.



**Figura 7. Distribuição percentual dos custos diretos do terminal na Região Norte**

Fonte: Elaboração própria EPE.

## 4.2. Região Nordeste

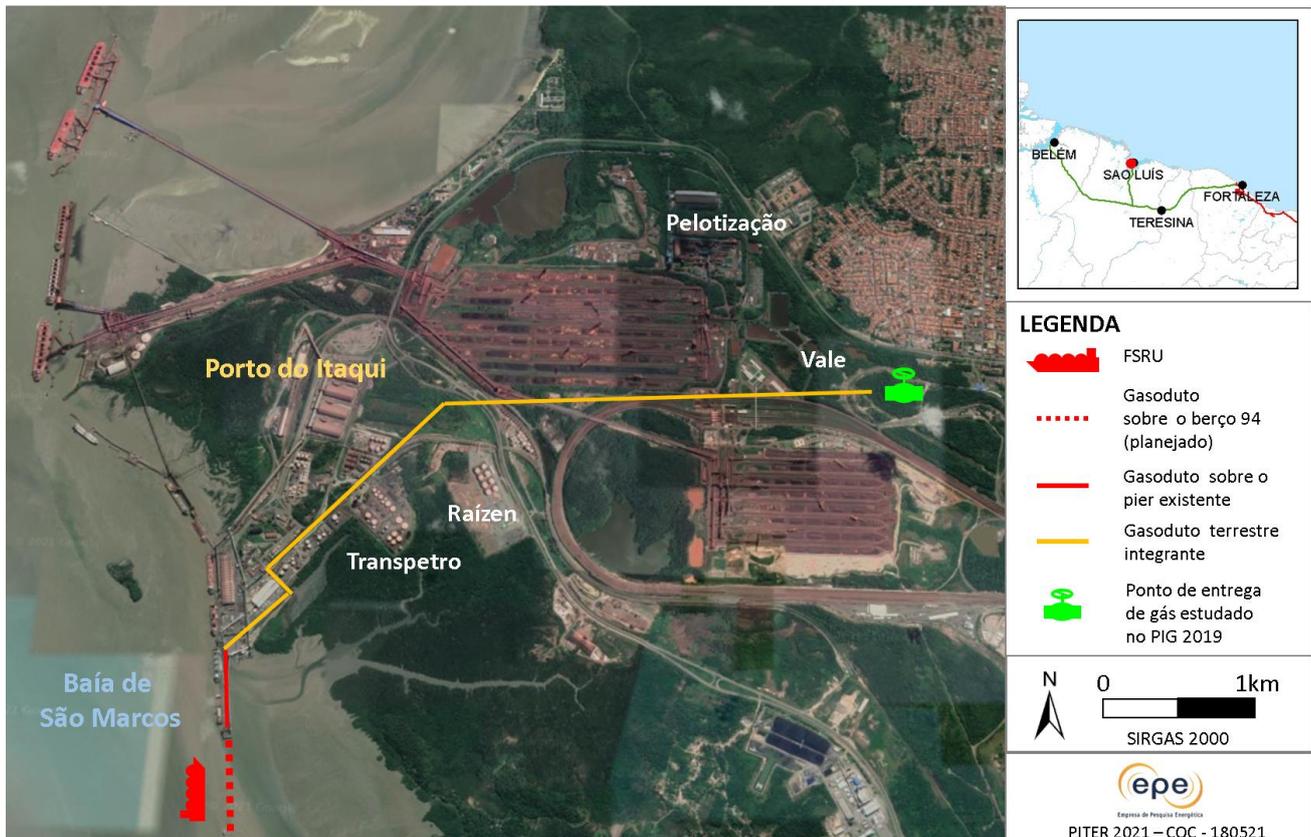
O projeto selecionado na Região Nordeste fica localizado em São Luís, no Estado do Maranhão, na Baía de São Marcos, distante 11 quilômetros do centro da capital. A Região Nordeste é atendida atualmente por três terminais de GNL, totalizando uma capacidade de regaseificação de 48 milhões m<sup>3</sup>/dia (EPE, 2020c). Além disso, há três terminais em etapas diferentes de desenvolvimento na Região, sendo eles o de Suape/PE e dois em São Luís/MA, estando o primeiro em estágio mais avançado (EPE, 2020a). Especificamente sobre o Estado do Maranhão, há ainda um potencial de demanda de gás natural a ser explorado que poderia justificar a presença de um terminal nesta localidade. Além de contar com alguns projetos de grandes termelétricas em São Luís, o gás natural poderia ser utilizado na unidade de pelotização da Vale. Há outros potenciais segmentos com instalações ao longo do Estado que a CDL poderia atender com essa nova oferta de gás na região, relativos tanto a demandas termelétricas quanto não termelétricas.

### 4.2.1. Características do projeto

O terminal proposto seria construído na área do Porto Organizado do Itaqui, administrado pela Empresa Maranhense de Administração Portuária (EMAP), especificamente no futuro berço 94, a ser utilizado para atracação de um navio FSRU e cuja construção já é prevista e incluída no Plano de Zoneamento e Desenvolvimento (PDZ) deste porto (EMAP, 2019). A Figura 8 ilustra o projeto do terminal de GNL proposto neste PITER.

Atualmente as principais operações que ocorrem no porto são a exportação de soja e milho e a importação de diesel e gasolina (EMAP, 2021). O porto possui 2.156 metros de faixa acostável divididos em oito berços operacionais e três berços exclusivos para granéis líquidos. O calado máximo varia de 11,5 a 18,5 metros a depender do berço. Entre as empresas que operam no porto estão:

Vale (cobre); Suzano (celulose) e Moinhos Cruzeiro do Sul (farelo de trigo). Além disso há uma área de tancagem operada por diversas empresas (EMAP, 2019).



**Figura 8 - Imagem de satélite do projeto do terminal de GNL em São Luís/MA.**

Fonte: Elaboração própria EPE com base na imagem do Google Earth Pro.

Para o terminal de GNL analisado neste estudo, foi proposto um novo píer de 1.900 metros ligando a FSRU à terra. O gás natural chegaria em terra por meio de um gasoduto integrante do terminal com 6.400 metros de extensão e 20 polegadas de diâmetro. O gasoduto teria 1.900 metros sobre o píer (duto aéreo) e 4.500 metros enterrados, atravessando majoritariamente a poligonal do porto. O traçado foi definido a fim de aproveitar paralelismo com ruas e estradas internas de modo a minimizar os custos construtivos e impactos relativos à abertura de valas e obras especiais.

Assumiu-se a interligação do gasoduto integrante do terminal ao ponto de interconexão do gasoduto indicativo Santo Antônio dos Lopes/MA - São Luís/MA, descrito no PIG 2020 (EPE, 2020d). O gasoduto, com 282 quilômetros de extensão e 20 polegadas de diâmetro, uma vez construído e conectado ao terminal, poderia garantir suprimento ao parque termelétrico em Santo Antônio dos Lopes, caso haja expansão ou parada para manutenção dos campos produtores que abastecem a essas usinas, além de permitir atendimento de demandas ao longo deste duto. Ademais, após terem sido construídos os demais gasodutos que compoariam o sistema Maranhão, e que foram propostos no PIG 2020, tornar-se-ia possível que o gás do terminal do Itaqui/MA pudesse ser enviado também à malha integrada de gasodutos.

#### 4.2.2 Estimativas de custos

Os custos para o terminal foram estimados conforme a metodologia apresentada no Capítulo 3, resultando em um valor total de investimento da ordem de R\$ 352 milhões. A Tabela 2 apresenta as principais rubricas de custo deste projeto, além de seus respectivos valores.

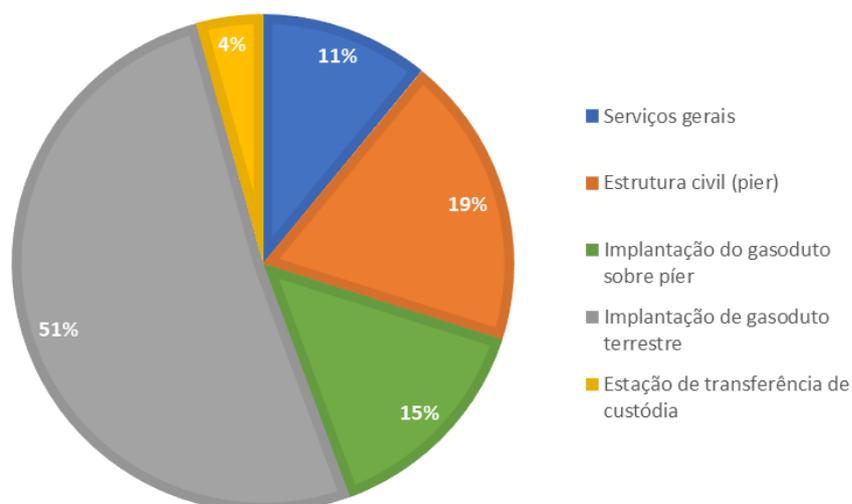
**Tabela 2. Custos associados ao projeto do terminal em Itaqui/MA**

<b>Descrição</b>	<b>R\$ mi</b>
<b>Custos Diretos</b>	<b>R\$ mi</b>
Serviços gerais	24,4
Estrutura civil (píer)	42,6
Implantação do gasoduto sobre píer	32,3
Implantação de gasoduto terrestre	114,8
Estação de transferência de custódia	9,6
<b>Total</b>	<b>223,7</b>
<b>Custos Indiretos</b>	<b>R\$ mi</b>
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	61,5
Contingências	67,1
<b>Total</b>	<b>128,6</b>
<b>INVESTIMENTO TOTAL (data-base dez/20)</b>	<b>352,3</b>

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e +30% de +100%.

Fonte: Elaboração própria EPE.

Com relação à distribuição dos custos diretos, pode-se observar, na Figura 9, que a rubrica referente à implantação do gasoduto terrestre se apresenta como o custo mais significativo, correspondendo a 51% dos custos diretos do projeto. Com relação à rubrica referente a estrutura civil do píer, que representa 19% dos custos diretos, os custos mais significativos ficam por conta dos dolphins de amarração e de atracação.



**Figura 9. Distribuição percentual dos custos do terminal na Região Nordeste**

Fonte: Elaboração própria EPE.

### 4.3. Região Sudeste

O projeto selecionado na Região Sudeste fica localizado em Presidente Kennedy, no Estado do Espírito Santo, no extremo sul do estado, distante 150 quilômetros da capital Vitória. Este Estado desponta como uma das áreas centrais no mercado de gás natural brasileiro, conectando os mercados do Nordeste e do Sudeste. A Região Sudeste, por sua vez, é abastecida atualmente por dois terminais de GNL, sendo eles: o terminal da Baía de Guanabara/RJ, com capacidade de regaseificação de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia e interligado a malha integrada de gasodutos; e o terminal do Porto do Açú/RJ, da Gás Natural Açú (GNA), o qual fornecerá gás para empreendimentos termelétricos. Além disso, diversos investidores têm voltado sua atenção para a região, havendo pelo menos seis terminais adicionais sendo estudados, em diferentes etapas de desenvolvimento (EPE, 2020a).

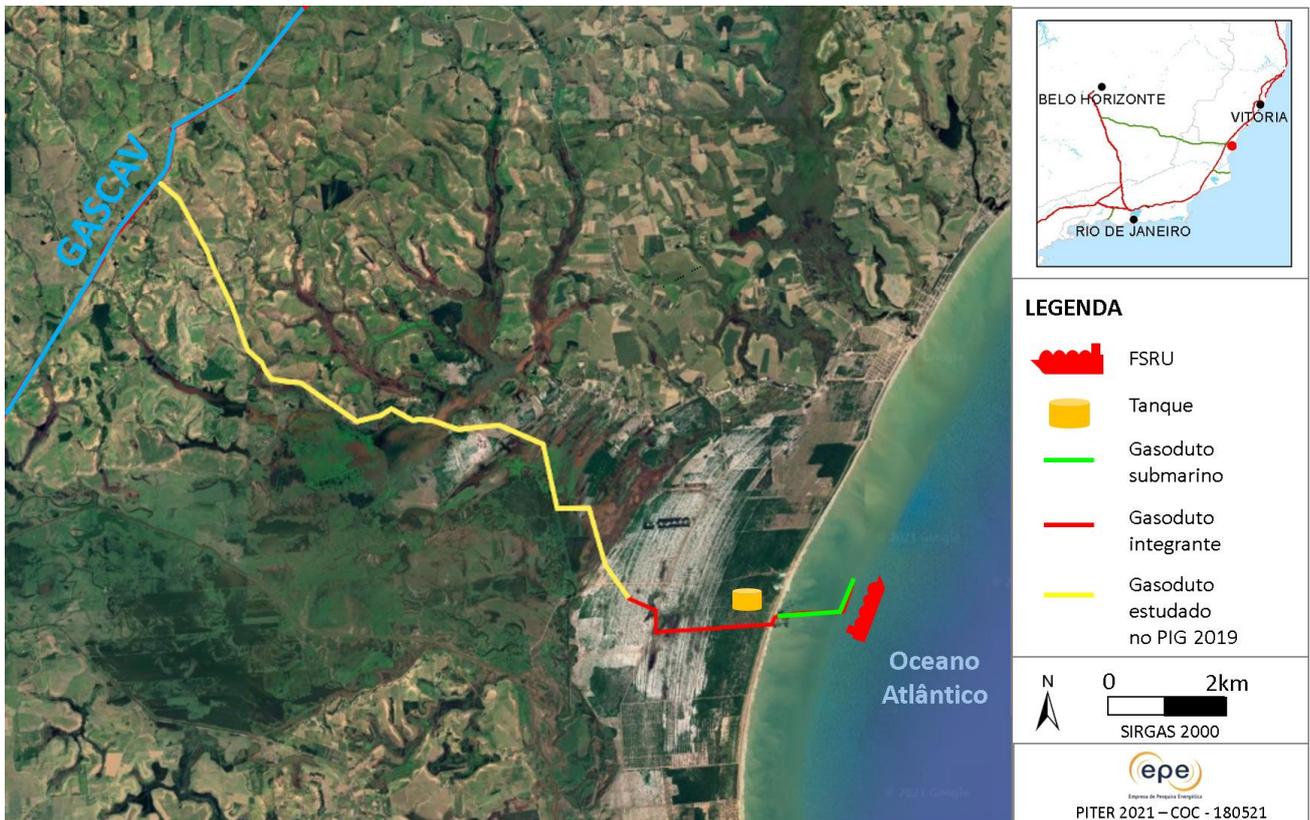
Cabe destacar o perfil de demanda da região: grandes volumes de gás devido à proximidade ao centro de consumo e uma sazonalidade na demanda termelétrica devido à elevada concentração de grandes termelétricas na região. Especificamente em Presidente Kennedy/ES, há pelo menos dois projetos de termelétricas de médio ou grande portes no município, além da construção de uma zona portuária industrial, com a previsão de grandes consumidores de gás virem a instalar suas indústrias no local. A região é candidata a receber uma nova rota de escoamento de gás do Pré-sal, conforme apresentado no PIPE 2019 (EPE, 2019a), e já existem planos para o estabelecimento de um hub de gás natural no Estado do Espírito Santo (ENP, 2021).

#### 4.3.1. Características do projeto

O terminal proposto estaria localizado na área do Porto Central/ES, porto privado multipropósito, conforme pode ser observado na Figura 10. Esse porto, embora ainda não esteja construído, já apresenta Licença de Instalação conforme consulta ao órgão ambiental (IBAMA, 2021). Trata-se de um projeto de porto de águas profundas com até 25 metros de profundidade e com uma área aproximada de 2.000 hectares. O objetivo desse porto será atender a grandes empresas dos

setores de petróleo e gás, mineração, agrícola, de apoio à indústria *offshore*, sendo previsto também um estaleiro e um terminal de contêiner e cargas diversas (PORTO CENTRAL, 2021).

Para o terminal proposto, seria desenvolvido um píer de 2.200 metros ligando a FRSU à terra. O gás natural chegaria até o ponto de conexão por um gasoduto de 5.600 metros de extensão e 20 polegadas de diâmetro. O gasoduto é composto por dois segmentos, sendo o primeiro um duto aéreo com 2.200 metros sobre o píer e o segundo um gasoduto enterrado com 3.400 metros.



**Figura 10. Imagem de satélite do projeto do terminal de GNL em Presidente Kennedy/ES**

Fonte: Elaboração própria EPE com base na imagem do Google Earth Pro.

Assumiu-se a interligação do terminal a um ponto de interconexão do gasoduto Porto Central/ES - GASCAV/ES, duto com 15 quilômetros e 20 polegadas, estudado no PIG 2019 (EPE, 2019b). Adicionalmente, vale ressaltar que este gasoduto se conectaria à malha integrada através do gasoduto GASCAV proporcionando, assim, mais oportunidades para o escoamento do gás regaseificado pelo terminal. Além disso, no PIG 2020 (EPE, 2020d) foi indicado, também, mais um gasoduto para a região, o gasoduto Presidente Kennedy/ES – São Brás do Suaçuí/ MG, com 332 quilômetros, 20 polegadas e 12 milhões de m<sup>3</sup>/dia de capacidade, interconectado ao gasoduto Porto Central/ES - GASCAV/ES, o que permitiria o envio deste gás diretamente para Minas Gerais atendendo a diversos segmentos no mercado mineiro.

Dadas as elevadas demandas e a possibilidade de consideráveis variações de consumo de gás por conta das termelétricas na região, foi estudada uma hipótese adicional de projeto para este terminal. Analisou-se a possibilidade de inserção de uma tancagem adicional em terra, construindo-se na costa um tanque com capacidade de 180.000 m<sup>3</sup> de GNL, equivalente a cerca de 105 milhões de m<sup>3</sup> de gás regaseificado, em uma área já reservada no projeto do Porto Central. Deste modo, neste

plano indicativo, foram analisados tanto os custos de um terminal sem tancagem quanto um com esta infraestrutura.

A tancagem foi proposta no Sudeste por ser um terminal facilmente interligado à malha de gasodutos existente. Para efeito de comparação, estima-se que o volume de gás estocado no tanque seria suficiente para atender às demandas do sistema GASENE por 11 dias<sup>7</sup>. Com a publicação da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134, de 2021) e a previsão da multiplicidade de agentes em toda a cadeia de gás brasileiro, a flexibilidade tem se tornado um tema amplamente discutido.

Conforme citado, vale lembrar que especialmente na Região Sudeste há diversos outros projetos de terminais, de modo que, embora o terminal proposto em Presidente Kennedy/ES tenha sido objeto de estudo neste documento, outros terminais na região também poderiam prover ao sistema um novo ponto de oferta de gás e um novo instrumento de flexibilidade à malha.

#### 4.3.2. Estimativas de custos

Inicialmente os custos do terminal sem tancagem foram estimados conforme a metodologia apresentada no Capítulo 3, resultando em um valor total de investimento da ordem de R\$ 291 milhões. A Tabela 3 apresenta as principais rubricas de custo deste projeto, além de seus respectivos valores.

**Tabela 3. Custos associados ao projeto do terminal em Presidente Kennedy/ES sem tancagem**

<b>Descrição</b>		
<b>Custos Diretos</b>		<b>R\$ mi</b>
	Serviços gerais	24,4
	Estrutura civil (píer)	38,9
	Implantação do gasoduto sobre píer	33,6
	Implantação de gasoduto terrestre	78,2
	Estação de transferência de custódia	9,6
	<b>Total</b>	<b>184,7</b>
<b>Custos Indiretos</b>		<b>R\$ mi</b>
	BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	50,8
	Contingências	55,4
	<b>Total</b>	<b>106,2</b>
<b>INVESTIMENTO TOTAL (data-base dez/20)</b>		<b>290,9</b>

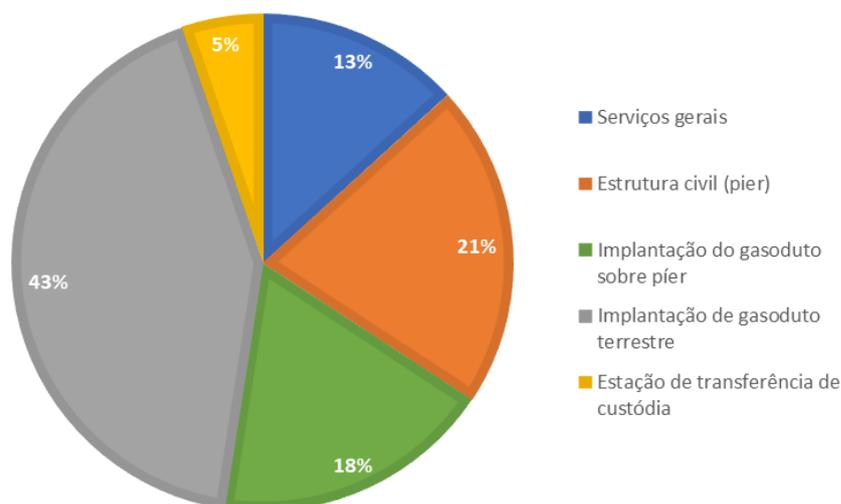
Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e +30% de +100%.

Fonte: Elaboração própria EPE.

Com relação à distribuição dos custos diretos para o projeto sem tancagem, pode-se observar, na Figura 11, que a rubrica referente à implantação do gasoduto terrestre se apresenta como o custo mais significativo, correspondendo a 43% dos custos diretos do projeto. Com relação à rubrica

<sup>7</sup> Calculado a partir da média dos volumes entregues em dezembro de 2020 nos *citygates*, conforme declarados pela transportadora (TAG, 2020).

referente à estrutura civil do píer, que representa 21% dos custos diretos, os custos mais significativos ficam por conta dos dolphins de amarração e de atracação.



**Figura 11. Distribuição percentual dos custos do terminal na Região Sudeste (sem tancagem onshore)**

Fonte: Elaboração própria EPE.

Em seguida, foram estimados os custos para o terminal com tancagem, também conforme a metodologia apresentada no Capítulo 3, resultando em um valor total do investimento na ordem de R\$ 2,7 bilhões, uma elevação de R\$ 2,4 bilhões em relação ao projeto sem estocagem. Esta elevação decorre exclusivamente dos custos diretos e indiretos relativos à própria instalação do tanque. A Tabela 4 apresenta as principais rubricas de custo deste projeto, além de seus respectivos valores.

**Tabela 4. Custos associados ao projeto do terminal em Presidente Kennedy/ES com tancagem**

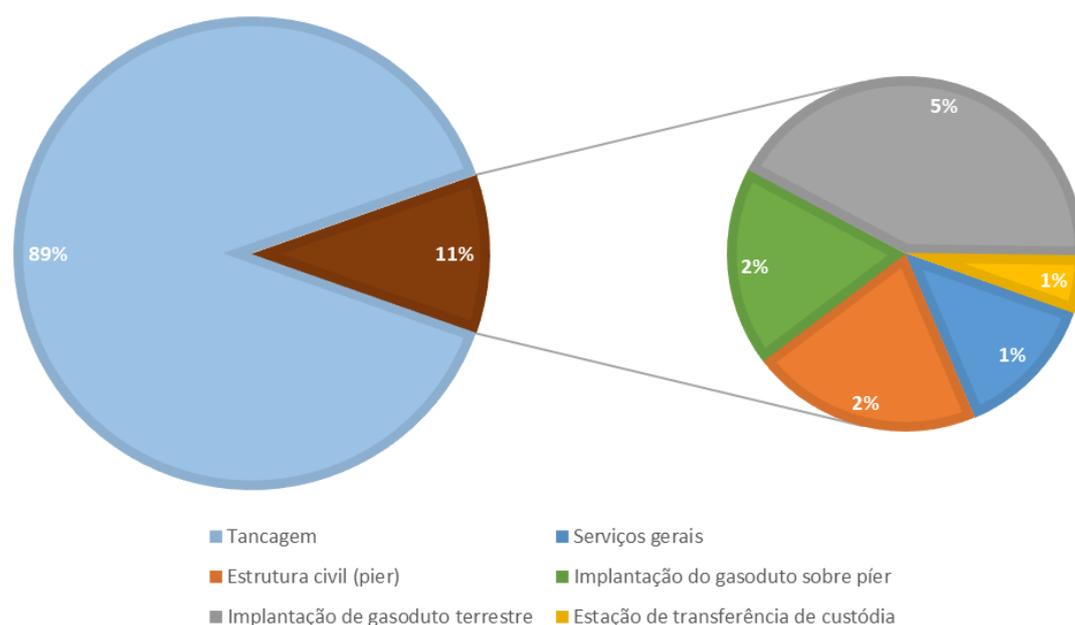
Descrição	R\$ mi
<b>Custos Diretos</b>	
Serviços gerais	24,4
Estrutura civil (píer)	38,9
Implantação do gasoduto sobre píer	33,5
Implantação de gasoduto terrestre	78,2
Estação de transferência de custódia	9,6
Tancagem	1.523,0
<b>Total</b>	<b>1.707,7</b>
<b>Custos Indiretos</b>	
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	469,3
Contingências	512,3
<b>Total</b>	<b>981,6</b>
<b>INVESTIMENTO TOTAL (data-base dez/20)</b>	<b>2.689,3</b>

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e +30% de +100%.

Fonte: Elaboração própria EPE.

Com relação à distribuição dos custos diretos, pode-se observar, na Figura 12, que a rubrica tancagem representa 89% de todos os custos diretos do projeto neste caso. Composta por tanques e gasodutos criogênicos, além de demais infraestruturas, a configuração do tanque para armazenamento *onshore* de GNL apresenta custos elevados tanto pelos custos de materiais quanto pelo valor da construção e montagem, da ordem de 1,5 bilhões de reais.

Devido a estes elevados custos, percebe-se dificuldade em encontrar agentes dispostos a realizar estes investimentos, contudo essa decisão poderá ser tomada caso faça parte da estratégia de algum empreendedor, caso possa haver clientes dispostos a pagar o diferencial de custo pela segurança do suprimento, ou caso seja possível auferir receitas adicionais pela possibilidade de armazenar GNL em períodos de baixo preço global.



**Figura 12. Distribuição percentual dos custos do terminal na Região Sudeste (com tancagem *onshore*)**

Fonte: Elaboração própria EPE.

Embora traga benefícios para o sistema de gás brasileiro, a tancagem é um serviço com um alto custo e com um maior tempo de construção. Estima-se que um terminal com a implementação de um tanque necessite de 5 a 7 anos (ERIA, 2018). Neste processo, destaca-se o tempo para licenciamento, que pode durar até 2 anos, enquanto a mão-de-obra para construção de tanque criogênico é escassa e muito especializada, possivelmente devendo ser contratada internacionalmente (NEW FORTRESS ENERGY, 2021).

#### 4.4. Região Sul

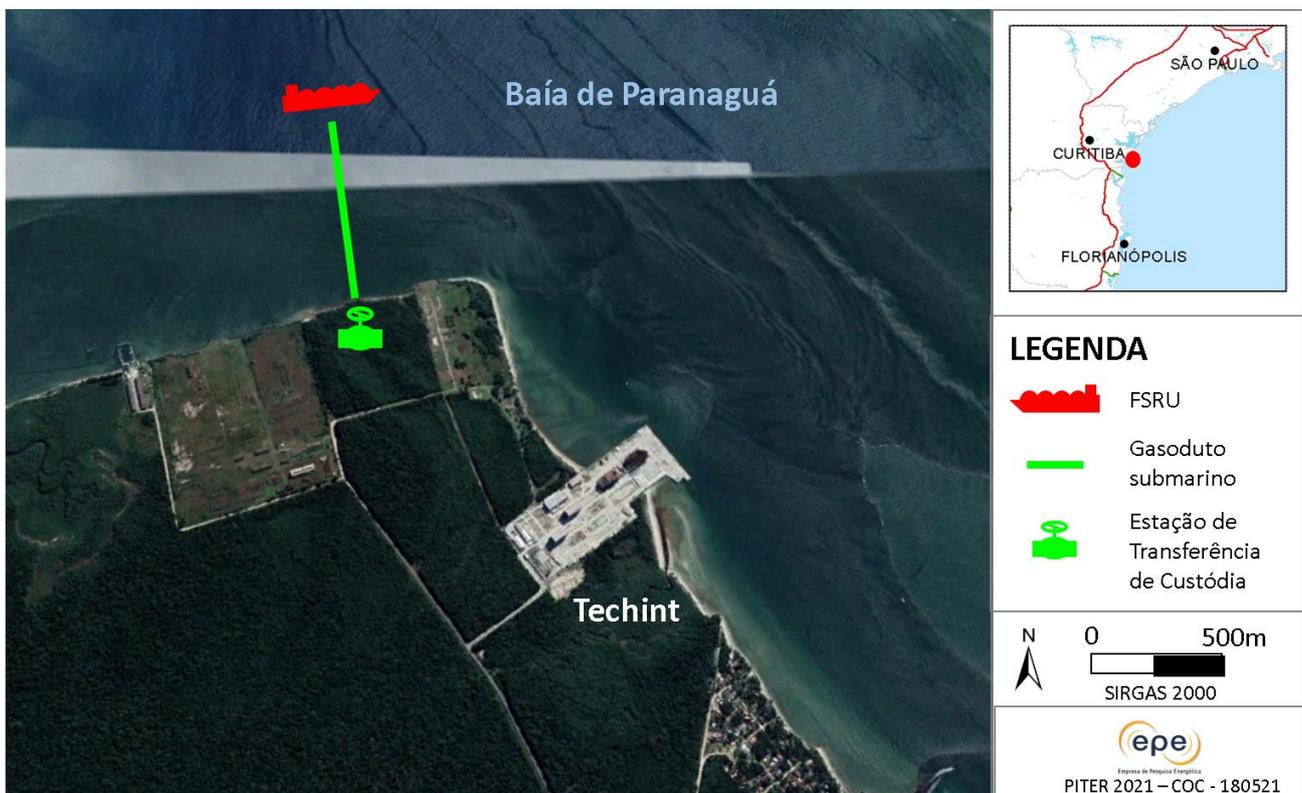
O projeto selecionado para a Região Sul fica localizado em Pontal do Paraná, no estado do Paraná, na entrada da Baía de Paranaguá, distante 120 quilômetros da capital Curitiba. A Região Sul ainda não possui uma oferta de gás natural diferente daquela proveniente através do GASBOL. A dificuldade em aumentar a quantidade de gás enviada para a região, visto as limitações de infraestrutura neste gasoduto e sinalizadas nos últimos PDEs publicados pela EPE, resultam em

demanda reprimida na Região Sul do País. Uma nova infraestrutura que traga uma opção adicional de oferta de gás é vista como essencial para continuar o desenvolvimento do mercado na Região Sul.

Neste sentido, o terminal proposto vem a somar aos projetos já existentes para atender à Região. A demanda a ser atendida por este terminal de GNL é, majoritariamente, não termelétrica, porém a adição de uma infraestrutura deste tipo na região pode motivar novos projetos termelétricos nas suas imediações. Ressalta-se a existência de alguns projetos de usinas termelétricas na região do litoral do Paraná, além de um projeto com decisão final de investimento no Estado vizinho de Santa Catarina.

#### 4.4.1. Características do projeto

O terminal proposto estaria localizado *offshore*, utilizando configuração do tipo ilha, a ser construído a cerca de 2 quilômetros da costa, próximo ao bairro do Pontal do Sul e do complexo de engenharia da Techint no município, conforme pode ser observado na Figura 13. Considerou-se, em um primeiro momento, que o Terminal de Pontal do Paraná/PR seria dedicado a uma demanda localizada na costa, em terreno adjacente ao terminal. Esta demanda, embora possa ser relativa a um grande consumidor livre industrial, neste estudo foi considerada como tendo maior probabilidade de pertencer a uma termelétrica de grande porte, a qual poderia justificar e viabilizar a construção do terminal de GNL.



**Figura 13. Representação do projeto do terminal de GNL em Pontal do Paraná/PR**

Fonte: Elaboração própria EPE com base na imagem do Google Earth Pro.

Esta proposta foi pensada de modo a levar em consideração projetos em andamento que utilizem esta configuração do tipo ilha: Terminal Gás Sul (TGS), em São Francisco do Sul/SC, e o Terminal de Regaseificação de São Paulo (TRSP), em Santos/SP. Embora esses projetos não tenham a sua viabilidade atrelada a demanda termelétrica, visto que ambos buscam se ligar diretamente à rede de gasodutos, seus terminais teriam o mesmo formato construtivo do proposto no PITER para a Região Sul.

Para este terminal proposto, seria desenvolvido um píer *offshore* do tipo estaqueado padrão a 2.000 metros da costa. O GNL, uma vez regaseificado, chegaria à terra por meio de um gasoduto submarino, o qual ao aflorar na costa já terminaria em uma Estação de Transferência de Custódia, onde poderia ser conectado a um novo projeto. Optou-se neste projeto, assim como nos exemplos de seus similares supracitados, por construir o trecho submarino do gasoduto através de furo direcional de modo a reduzir os impactos ambientais na região que já é mais sensível ambientalmente, bem como proteger o duto, uma vez que o seu traçado acaba por cruzar hidrovias que conectam Paranaguá à Ilha do Mel.

Futuramente, o terminal poderia se conectar à malha integrada de gasodutos na região metropolitana de Curitiba, através de conexão ao GASBOL. O gasoduto de conexão entre o terminal de GNL e o GASBOL, para o qual já existe projeto de terceiros em estudo, teria aproximadamente 130 quilômetros de extensão e subiria a Serra do Mar compartilhando a faixa de servidão com o oleoduto OLAPA, já existente na região (EPE, 2019b).

#### 4.4.2. Estimativas de custos

Os custos para o terminal foram estimados conforme a metodologia apresentada no Capítulo 3, resultando em um valor total de investimentos da ordem de R\$ 275 milhões. A Tabela 5 apresenta as principais rubricas de custo deste projeto, além de seus respectivos valores.

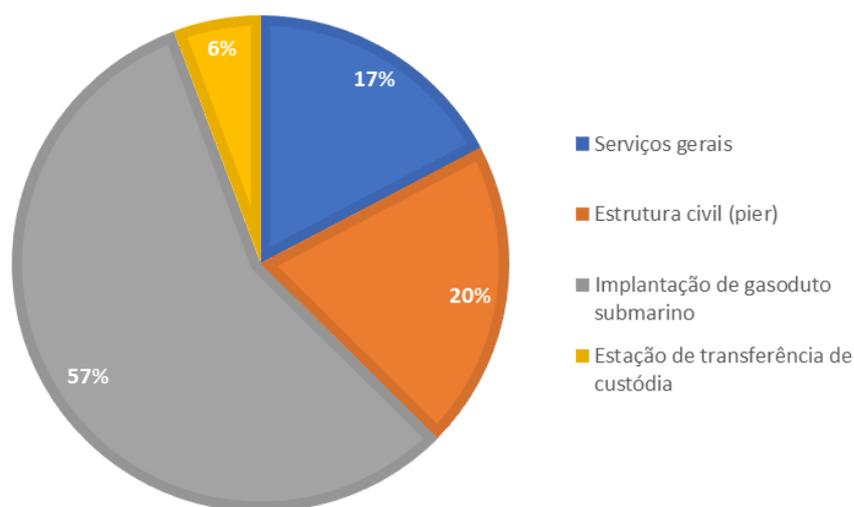
**Tabela 5. Custos associados ao projeto do terminal em Pontal do Paraná/PR**

<b>Descrição</b>	<b>R\$ mi</b>
<b>Custos Diretos</b>	<b>R\$ mi</b>
Serviços gerais	30,2
Estrutura civil (píer)	35,1
Implantação de gasoduto submarino	99,3
Estação de transferência de custódia	9,9
<b>Total</b>	<b>174,6</b>
<b>Custos Indiretos</b>	<b>R\$ mi</b>
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	48,0
Contingências	52,4
<b>Total</b>	<b>100,4</b>
<b>INVESTIMENTO TOTAL (data-base dez/20)</b>	<b>275,0</b>

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e +30% de +100%.

Fonte: Elaboração própria EPE.

Com relação à distribuição dos custos diretos, pode-se observar, na Figura 14, que a rubrica referente à implantação do gasoduto submarino se apresenta como o custo mais significativo, correspondendo a 57% dos custos diretos do projeto. Os custos relacionados à tubulação geralmente representam a maior parte dos gastos para implantação de terminais *offshore* que utilizem a configuração empregada neste plano indicativo (estaqueado padrão). Ademais, neste projeto optou-se pela utilização do método de furo direcional, onerando ainda mais os custos relativos à rubrica de implantação do gasoduto. Com relação à rubrica referente à estrutura civil do píer, que representa 20% dos custos diretos, os valores mais significativos ficam por conta dos dolphins de amarração e de atracação estaqueados no fundo do mar.



**Figura 14. Distribuição percentual dos custos do terminal na Região Sul**

Fonte: Elaboração própria EPE.

## 5. Resultados e Discussão

Neste capítulo serão consolidados os resultados do dimensionamento e orçamentação dos projetos dos terminais, de forma resumida, além de realizar uma breve discussão sobre estes projetos. Conforme apresentado no Capítulo 4, foram mapeados 4 projetos indicativos de terminais de GNL no Brasil. Estes projetos são apresentados na Tabela 6 que traz, também, seus respectivos custos associados.

**Tabela 6. Projetos de Terminais de Regaseificação de GNL analisados no PITER 2021**

<b>Terminal</b>	<b>Capacidade de regaseificação (MMm<sup>3</sup>/dia)</b>	<b>Gasoduto associado (km)</b>	<b>Custos Diretos (R\$ milhões)</b>	<b>Custos Indiretos (R\$ milhões)</b>	<b>Custo Total (R\$ milhões)</b>
Itacoatiara/AM	14	0,5	111,3	64,0	175,3
São Luís/MA	14	6,4	223,7	128,6	352,3
Presidente Kennedy/ES (sem tancagem)	14	7,8	184,7	106,2	290,9
Presidente Kennedy/ES (com tancagem)	14	7,8	1.707,7	981,6	2689,3
Pontal do Paraná/PR	14	2,0	174,6	100,4	275,0
<b>Total*</b>	<b>56</b>	<b>16,7</b>	<b>694,3</b>	<b>399,2</b>	<b>1.093,5</b>

\* Para o Total não foram considerados os custos do terminal de Presidente Kennedy/ES com tancagem, uma vez que o terminal com tancagem é apenas um estudo de caso para este terminal.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e +30% de +100%.  
Fonte: Elaboração própria EPE.

Com base nos resultados da Tabela 6, nota-se uma variação significativa dos custos entre os projetos, em função das características dos terminais e dos demais condicionantes relacionados ao local de instalação. O maior impacto no orçamento dos terminais é justificado pelos custos relacionados à tancagem. De acordo com os valores calculados, o custo de um terminal com um tanque em terra pode chegar a quase 10 vezes o seu valor sem tanque a depender das características de ambos os projetos, do terminal e do tanque.

Outro ponto de destacada influência nos orçamentos é o tamanho do duto associado a cada projeto de terminal. Como um dos mais significativos custos diretos no projeto de um terminal, o tamanho do gasoduto e sua complexidade construtiva são os fatores principais que geram a variação dos custos totais entre os projetos. Por fim, mas não menos importante, a configuração escolhida para atracação (berço simples ou duplo, boia de atracação) e a localização do píer (se em píer existente ou píer em formato de ilha) também influenciam de forma importante os custos<sup>8</sup>.

Do ponto de vista de cada projeto, tem-se o terminal de Itacoatiara/AM como o de menor custo dentre os analisados, o que é justificado principalmente pelo fato de se localizar em um píer já existente e possuir apenas 500 metros de duto integrante. Este terminal possui localização

<sup>8</sup> Isso quando se leva em consideração as premissas deste estudo de desconsiderar os custos de obras especiais como dragagem e quebra-mar, ou abertura de canais de navegação.

estratégica, perto da divisa entre os estados do Amazonas e do Pará, e poderia ser uma alternativa para aumentar a utilização do gás natural em substituição a outros combustíveis mais caros e poluentes como o óleo combustível e o diesel na Região.

No caso da demanda de substituição, porém, a viabilidade da estratégia dependerá dos preços relativos do gás natural frente aos outros combustíveis para que o projeto seja avaliado como viável durante toda sua vida útil. Apesar disso, por se tratar de volumes ainda pequenos, espalhados por toda a região, em um primeiro momento este projeto provavelmente seria atrelado a uma demanda termelétrica de médio ou grande porte para garantir sua viabilidade econômica e assim para alcançar FID para sua construção. Já existem projetos desse tipo na região que, uma vez bem-sucedidos nos próximos leilões de energia, poderiam ser suficientes para a viabilização e construção deste terminal.

Já o projeto de São Luís/MA, dentre as opções sem tancagem em terra, mostra-se como o terminal de maior custo dentre as opções analisadas. Parte disso se deve a um maior trecho do seu duto integrante ser terrestre e enterrado, cruzando uma região portuária bem edificada, exigindo a necessidade de furos direcionais. O projeto de um terminal de GNL em São Luís é estudado por mais de uma empresa. Este terminal faria parte do projeto de usinas termelétricas na capital e poderia vir a ter, também, um papel importante no sentido de disponibilizar gás natural para indústria no estado maranhense. Sua posição geográfica favorece a importação de GNL de importantes *players* do mercado internacional, como Estados Unidos e Trinidad & Tobago, com a possibilidade de se obter GNL com melhores preços, dada a menor parcela de frete até este terminal.

O projeto de Presidente Kennedy/ES, escolhido para contemplar um terminal similar embora contando com tancagem em terra, também faria parte de um plano estratégico de gás natural para Região Sudeste. Visto que a região já é cogitada para receber uma nova rota de escoamento de gás do Pré-sal e a construção de uma UPGN para processamento deste, a implantação deste terminal de GNL e sua tancagem associada poderiam transformar esta área em um *hub* de gás nos anos futuros - possibilidade também estudada por outros agentes privados (ENP, 2021). O Porto Central, onde toda infraestrutura se localizaria, ainda se beneficia da proximidade com a malha integrada de gás natural, da facilidade de acesso rodoviário, com as BR-101 e BR-262 e, futuramente, ferroviário, com as EF-118 e EF-354, o que favorece a possibilidade de interiorização do gás natural, seja por meio de gasodutos, ou através do GNL no sistema de pequena escala.

Embora a opção de conectar o terminal à malha já pudesse viabilizar o projeto, a existência de uma usina termelétrica de grande ou médio porte ajudaria a alavancar ainda mais o projeto. Isso porque, nesta região, já existem outros terminais ou projetos de terminais que também podem se conectar a malha integrada e vir a cumprir a mesma função que o terminal de Presidente Kennedy/ES teria junto à rede. O ponto de atenção deste projeto fica por conta do Porto Central ainda não ter iniciado suas obras mesmo já possuindo licença de instalação, resultando em um atraso que poderia levar à postergação de todos os projetos que compõem o *hub* de gás.

Por fim, tem-se o projeto de Pontal do Paraná/PR que possui custos intermediários, assim como os custos do terminal do Espírito Santo. Visando replicar o modelo de alguns projetos de terminais a serem implantados no Brasil, mesclado ao modelo do terminal da CELSE em Sergipe, este projeto foi definido como sendo um terminal *offshore* e, em um primeiro momento, dedicado a uma usina termelétrica na costa paranaense. O projeto segue a linha de alguns projetos na região e teria a possibilidade de se conectar, no futuro, ao GASBOL, trazendo mais um ponto de oferta de gás para Região Sul. Optou-se, no primeiro momento, por não se considerar a conexão à malha, por se tratar de um gasoduto extenso, com cerca de 130 quilômetros, o que elevaria consideravelmente os custos deste terminal.

Esse gasoduto poderá ser objeto de estudo em uma edição posterior do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG). O projeto de terminal de Pontal do Paraná/PR ainda conta com a facilidade de estar próximo ao canal de navegação do Porto de Paranaguá, além de possuir fácil acesso a rodovias e ferrovias próximas. Sua viabilidade provavelmente estaria associada a uma demanda termelétrica de grande ou médio porte nas suas imediações, assim como a maioria dos projetos aqui descritos, mas caso a conexão ao GASBOL já seja levada em consideração desde o primeiro momento, o projeto poderia obter FID independente de uma usina termelétrica associada.

Vale reforçar que todos os projetos elencados neste trabalho foram estudados de forma indicativa, como alternativas potenciais para a expansão dos terminais de GNL no País, e sua implementação futura dependerá do equacionamento de diversos fatores por parte dos agentes interessados em cada empreendimento, como: a assinatura de contratos de fornecimento de GNL; a assinatura de contratos de demanda de gás natural; o estabelecimento de acordos para interconexão com os gasodutos existentes; a realização de chamada pública para alocação de capacidade; o detalhamento dos estudos socioambientais e de engenharia; entre outros.

De forma geral, enquanto metade das alternativas estudadas visam levar gás a uma região ainda não atendida pela malha integrada de gasodutos, a outra metade pode trazer novos pontos de fornecimento de gás natural ao Sistema de Transporte de Gás Natural do Brasil, beneficiando os atores conectados à malha em todo o País, que poderiam ter diferentes opções de compra e venda de gás natural. Dentro de um mercado mais aberto, dinâmico e competitivo, conforme previsto com o programa Novo Mercado de Gás, e com a tarifação na forma de entrada e saída, espera-se que estes novos pontos de oferta possam reduzir as tarifas de transporte para todos os carregadores em sua área de influência, reduzindo, por conseguinte, o preço do gás natural para clientes finais nesses estados, uma vez que irão ampliar as vazões movimentadas na malha, otimizando a sua utilização.

## 6. Estudo de Caso – Cálculo de Tarifas de Regaseificação

Nesse capítulo será abordado um estudo de caso com o objetivo de calcular as tarifas de regaseificação para o terminal dimensionado na Região Sudeste, em suas duas configurações (com tancagem e sem tancagem). Com base nas informações de CAPEX calculadas a partir da metodologia apresentada no Capítulo 3 e premissas de OPEX utilizadas nesse estudo de caso, foi realizado um estudo de tarifa para um serviço de regaseificação de GNL com variados níveis de utilização do terminal, empregando-se a metodologia de fluxo de caixa descontado. O estudo foi realizado considerando-se dois casos desenvolvidos a partir do terminal de Presidente Kennedy/ES:

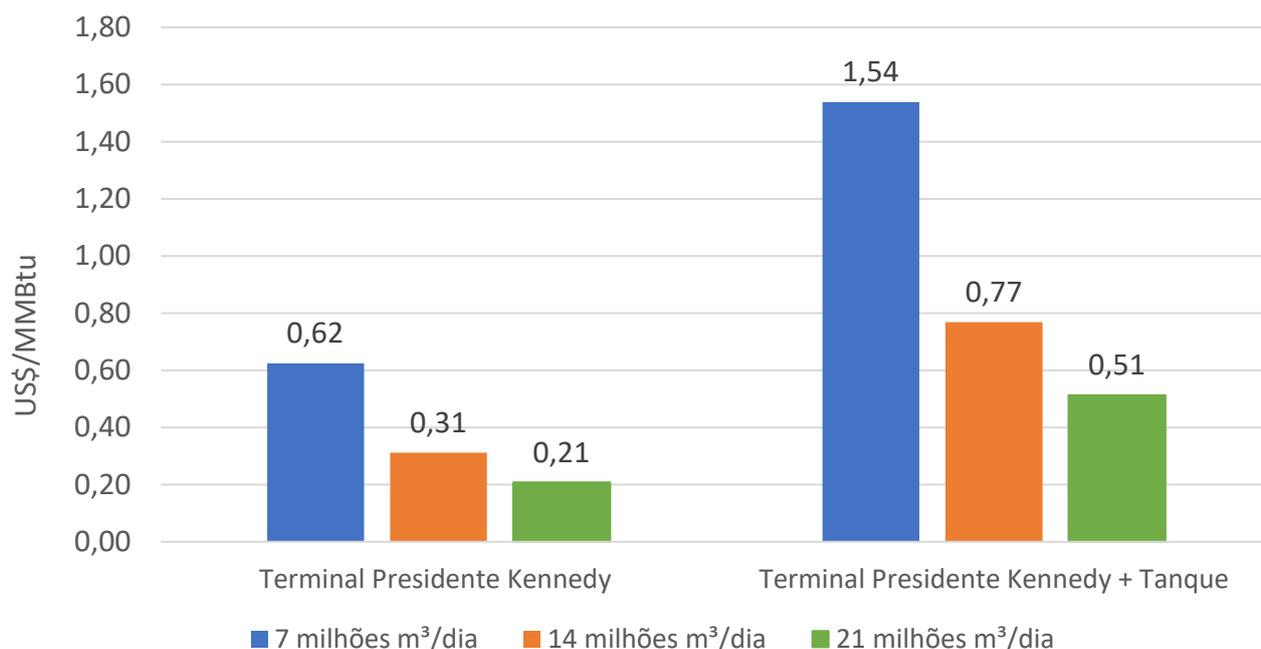
- **Caso 1:** terminal com 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia de capacidade sobre o qual foram avaliados três níveis de utilização/contratação do serviço de regaseificação nos valores de 7, 14 e 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia.
- **Caso 2:** terminal com 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia, além de uma tancagem adicional *onshore* com capacidade de 180.000 m<sup>3</sup> de GNL, sobre os quais foram avaliados três níveis de utilização/contratação do serviço nos valores de 7, 14 e 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Em ambos os casos, as tarifas de regaseificação foram calculadas utilizando-se uma TIR de 10% e a premissa que o terminal seria construído com 100% de capital próprio. Também foi considerado que a Média Ponderada de Custo de Capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*) seria fixa e igual a 10% ao ano, enquanto o Imposto de Renda e a Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL) seriam, respectivamente, 25% e 9%. Os resultados obtidos não incluem valores de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), Programas de Integração Social (PIS)/Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e Imposto sobre Serviços (ISS).

No caso 1 considerou-se o terminal de Presidente Kennedy/ES, conforme descrito na Seção 4.3, cujo CAPEX totaliza o valor de R\$ 290,9 milhões, conforme pode ser observado de forma discriminada na Tabela 3. Quanto ao OPEX foi considerado, como premissa, um valor fixo de US\$ 120.000/dia, responsável por englobar o afretamento da FRSU, contratação da tripulação, custos de regaseificação e demais custos necessários para operacionalizar o terminal. Considerou-se também que o projeto de terminal teria 30 anos de duração, sendo 1 ano de construção e comissionamento e 29 anos de operação.

No caso 2 considerou-se que a empresa detentora do projeto, ou mesmo outro agente interessado, implementaria estratégia para construção de um sistema de tancagem de GNL adicional, com capacidade de 180.000 m<sup>3</sup>, no terminal de Presidente Kennedy/ES. Dessa forma, seria implementado um terminal *offshore* composto de uma FRSU e uma tancagem em terra. O CAPEX do sistema, que totalizou o valor de R\$ 2,7 bilhões, pode ser observado na Tabela 4 de forma discriminada. Para o OPEX do terminal foram consideradas duas parcelas, sendo uma relativa à FRSU e às atividades de movimentação do gás, no valor de US\$ 120.000/dia, conforme premissa também adotada no caso 1, e outra relativa exclusivamente ao valor da tancagem, correspondente a 4% ao ano do CAPEX dessa infraestrutura. Por fim, adotou-se que o tempo de vida do sistema seria de 30 anos sendo 3 anos de construção e comissionamento, com 27 anos de operação.

As tarifas de regaseificação calculadas para ambos os casos e para os três níveis de utilização propostos, podem ser observadas na Figura 15.



**Figura 15. Tarifas de Regaseificação para o terminal *offshore* e para a tancagem**

Fonte: Elaboração própria EPE.

Pode ser observado que os valores de tarifas de regaseificação variam entre US\$ 0,21/MMBtu para o terminal com capacidade de regaseificação de 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia e US\$ 1,54/MMBtu para a combinação da FRSU mais a tancagem com capacidade de regaseificação de 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Analisando-se dentro de um mesmo caso, é possível perceber que uma maior utilização da capacidade de regaseificação resulta em menor valor da tarifa, ou seja, há uma otimização econômica quando o terminal é operado em capacidade máxima ao longo da vida útil. Assim, de forma a maximizar a utilização dos terminais buscando redução da tarifa, podem ser adotadas estratégias diversas, tais como o compartilhamento da infraestrutura por mais de um agente ou a agregação de outras demandas adicionais ao projeto original do terminal.

Destaca-se que, ao comparar os resultados de ambos os casos em um mesmo nível de utilização, percebe-se elevação dos custos de tarifa de regaseificação da ordem de 150% ao ser considerada a tancagem. Assim, a adoção desta configuração, por parte de dado empreendedor, encontra-se relacionada à estratégia a ser adotada, ao modelo de negócios do empreendedor, à possibilidade de arbitragem de preços de aquisição de GNL, à necessidade de garantia de fornecimento aos consumidores, dentre outras possibilidades que possam promover o pagamento do diferencial de preços entre as situações sem ou com tancagem.

Deve ser apontado que a análise apresentada possui algumas limitações, principalmente quanto ao CAPEX e ao OPEX utilizados, que foram estimados utilizando uma base de dados de projetos históricos, além de não considerar serviços como dragagem e derrocagem, que podem trazer variações consideráveis para o preço do projeto. As estratégias de monetização dos projetos de regaseificação também podem ser diferentes das aqui apontadas, assim como o WACC adotado nas análises de viabilidade, que é influenciado pela análise de risco do empreendedor e sua estratégia de financiamento.

## 7. Atualizações sobre projetos em andamento no Brasil

Este capítulo traz as últimas atualizações dos projetos de terminais de GNL em desenvolvimento pelo Brasil. A Figura 16 apresenta as localizações dos terminais de regaseificação de GNL existentes (Pecém/CE, Barra dos Coqueiros/SE, Baía de Todos os Santos/BA, Porto do Açu/RJ e Baía de Guanabara/RJ), dos terminais com previsão de entrada em operação no curto a médio prazo (Barcarena/PA, Suape/PE, Santos/SP e São Francisco do Sul/SC) e os projetos que foram estudados por diversos agentes e pela EPE em publicações anteriores e necessitam de demanda e estudos técnicos mais detalhados antes da tomada de decisão de investimento.



**Figura 16. Mapa de localização dos terminais de regaseificação de GNL no Brasil**

Fonte: Elaboração própria EPE.

A Tabela 7 apresenta o andamento dos projetos de terminais de regaseificação de GNL, desde a Região Norte até a Região Sul, que não estavam em comissionamento e/ou operação na data de publicação do PITER 2021.

**Tabela 7. Resumo dos principais projetos de terminais de regaseificação de GNL em andamento no Brasil**

Empreendimento	UF	Capacidade (MMm <sup>3</sup> /dia)	Estudos Iniciais	Em Processo de Licenciamento	Decisão Final de Investimento *	Em Construção
Terminal CELBA	PA	15				
Uirapuru Amazonica Energy	AM/PA	-				
Terminal associado à UTE Geramar III	MA	N/D				
Terminal associado às UTEs São Marcos I e II	MA	21				
Suape	PE	21				
Porto Central	ES	20				
Porto Imetame Logística	ES	N/D				
Terminal Norte Fluminense	RJ	21				
Terminal Portuário de Macaé (TEPOR)	RJ	21				
Terminal de Regaseificação de São Paulo	SP	14				
Terminal Gás Sul (TGS)	SC	15				

Notas: N/D - não disponível; não foram citados os terminais já construídos (comissionamento ou operação).  
Fonte: Elaboração própria EPE.

Em comparação com a Tabela similar que foi publicada na Nota Técnica Terminais de GNL no Brasil – Panorama dos Principais Projetos, Ciclo 2019-2020 (EPE, 2020a), optou-se, no presente estudo, por omitir a coluna de projetos de terminais “em operação”, uma vez que os mesmos atingiram o nível máximo de desenvolvimento. Dessa forma, foram destacados na Tabela 7 apenas os projetos que ainda necessitam de algum grau de desenvolvimento técnico. A seguir, serão brevemente descritas as principais atualizações sobre alguns dos projetos que foram mencionados na Tabela 7. Optou-se por não se descrever o andamento dos projetos para os quais não foram encontradas publicações recentes na mídia especializada sobre os mesmos, ou para os quais a EPE não foi oficialmente informada sobre alterações significativas nos empreendimentos.

Sobre o projeto do terminal de GNL em Barcarena/PA, em 28 de dezembro de 2020 foi obtida a autorização SIM-ANP nº 933 para construção das instalações de atracação e amarração do FSRU, com capacidade de regaseificação de até 15 milhões de m<sup>3</sup>/dia, e da plataforma operacional com 2 *risers* flexíveis de 16 polegadas de diâmetro e do gasoduto de 20 polegadas. Este duto interligará as instalações portuárias à Estação de Transferência de Custódia na área da UTE Novo Tempo Barcarena de 650 MW (DOU, 2020). Esta unidade tem previsão para atendimento da UTE a partir de 2025 (Leilão de Energia A-6) e já pode operar a partir de 2022 para outras demandas.

A respeito do terminal de GNL em São Luís/MA, em março de 2021 o CADE aprovou a aquisição pela New Fortress Energy (antes Golar) da parcela de 50% pertencente à sua sócia Eneva nas Centrais Elétricas São Marcos. Dessa forma, a empresa controlada pela Hygo Energy Transition passa a deter 100% das usinas (PETRÓLEO HOJE, 2021). O Complexo Termelétrico São Marcos prevê a instalação de um FSRU com capacidade de regaseificação de até 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia e ainda está em fase inicial de licenciamento (Processo IBAMA nº 02001.018300/2018-06). Existe a possibilidade de

interiorização do GNL por cabotagem, oriundo de um terminal de regaseificação de GNL a ser instalado em Suape/PE.

Sobre o projeto em Suape/PE, a CH4 Energia e a New Fortress Energy estão à frente do projeto que está em fase de licenciamento. Com operação prevista para o final de 2022, será um terminal de GNL integrado com uma UTE de 1,4 GW, que atenderá a um contrato de compra de energia (*Power Purchase Agreement* - PPA) de 288 MW. O investimento estimado seria de R\$ 3 bilhões incluindo a instalação de um terminal de regaseificação, 8 quilômetros de dutovias, e a UTE correspondente. Em dezembro de 2020, o governo estadual e a CH4 Energia assinaram o Protocolo de Intenções para viabilização do empreendimento. O acordo de compra e venda de energia, fechado com a Petrobras, prevê a operação de duas térmicas de 144 MW cada, abastecidas por um navio FSRU de capacidade de regaseificação igual a 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O excedente de GNL poderá atender à rede da Copergás (EPBR, 2021b; PORTOS E NAVIOS, 2021) e/ou ser distribuído por caminhões e outras embarcações.

O projeto do Porto Central tem configuração *ship-to-ship* e está localizado em Presidente Kennedy/ES. Ele apresenta capacidade de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia e busca atender aos projetos termelétricos, além de considerar uma possível conexão à malha de gasodutos de transporte no gasoduto Cabiúnas-Vitória (PORTO CENTRAL, 2021). Segundo os empreendedores, foi contratado o projeto de engenharia básica do terminal de GNL e aguardam-se os resultados dos leilões de energia elétrica a serem realizados em 2021. Paralelamente, a EnP Oil Group e o Porto Central assinaram, em novembro de 2020, o Memorando de Entendimento para a entrada em operação até 2026 da RefinES (Refinaria do Espírito Santo) que terá capacidade de processar até 50 mil barris/dia. O investimento estimado seria de US\$ 640 milhões para a produção de gasolina, óleo diesel, GLP e diesel marítimo (PORTOS E NAVIOS, 2020). Em março de 2018, o IBAMA emitiu a LI 1203/2018 do porto, de acordo com a consulta eletrônica ao processo de licenciamento (IBAMA, 2021).

O projeto do Porto Norte Fluminense faz parte de um complexo portuário que contará com *hub* de gás e parque de geração de energia, a ser instalado no município de São Francisco do Itabapoana/RJ. O projeto como um todo inclui terminal de regaseificação de GNL com capacidade de 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia ou um terminal para recebimento de gás natural comprimido (GNC), uma UPGN e um parque de tancagem (PORTO NORTE FLUMINENSE, 2021a). O consumo estimado das UTEs PNF I e PNF II seria de 6 milhões de m<sup>3</sup>/dia cada, a fim de atender ao total de 3,4 GW. Existe, ainda, a possibilidade de conexão com o GASCAV. De acordo com os empreendedores, o projeto poderá participar dos leilões de energia elétrica nova a serem realizados em 2021 e, se houver êxito, a previsão de entrada em operação do terminal seria até 2027 (PORTO NORTE FLUMINENSE, 2021b).

O terminal portuário de Macaé (TEPOR), *ship-to-ship*, será atracado em berço *offshore* no município de Macaé/RJ e prevê a operação de um navio FSRU com capacidade de regaseificação de até 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia, o qual será conectado às redes de gasodutos da NTS e TAG. Está prevista, também, a construção de uma UPGN com capacidade de processamento de até 60 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Este projeto encontra-se associado ao Complexo Logístico & Industrial de Macaé (CLIMA), que já conta com o complexo termelétrico Marlim Azul, além das demandas a serem atendidas na malha integrada de gasodutos. Em novembro de 2019, o INEA-RJ emitiu a LP IN050584/2019 do terminal. Segundo os empreendedores, o projeto está em fase de detalhamento da engenharia, após a qual será solicitada a LI e a previsão de entrada em operação é até o final de 2024 (TEPOR, 2021).

O projeto a ser instalado próximo ao Porto de Santos/SP terá capacidade de regaseificação de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia e apresenta configuração *ship-to-ship* com atracação *offshore*. Este projeto inclui o terminal de GNL, gasoduto para interligação à malha de distribuição e um ponto de entrega

em Cubatão/SP, com início de operação previsto para final de 2021. Entretanto, em maio de 2021, houve a suspensão da LP e LI concedidas pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB) à Compass Gás e Energia, do grupo Cosan, por questões ambientais (MPSP, 2021). Já, em junho de 2021, em decisão do presidente do STJ, ministro Humberto Martins, houve a suspensão da decisão que impedia o início das obras de construção do terminal (ABEGÁS, 2021).

O projeto do Terminal Gás Sul (TGS), por sua vez, está localizado na Baía de Babitonga, no município de São Francisco do Sul/SC, e prevê a construção de um terminal *ship-to-ship* com capacidade de regaseificação de 15 milhões de m<sup>3</sup>/dia com possibilidade de conexão ao GASBOL. No empreendimento, serão investidos cerca de R\$ 380 milhões e a previsão é a entrada em operação no início de 2022. Em maio de 2021, o Instituto de Meio Ambiente de Santa Catarina (IMA) emitiu a LI 2870/2021 (IMA SC, 2021).

## 8. Considerações Finais

---

No PITER 2021 foram estudados 4 projetos de terminais de regaseificação de GNL, totalizando uma capacidade de regaseificação de 56 milhões de m<sup>3</sup>/dia, que somados representam investimentos da ordem de R\$ 1,1 bilhão<sup>9</sup>. Neste ciclo do PITER ainda não foram estudados terminais com o único objetivo de realizar cabotagem ou terminais de liquefação, mas poderão ser assuntos abordados nas próximas versões do documento.

Porém, para que estes projetos venham a ser construídos, é necessária a confirmação de novas demandas de gás natural, considerando os preços que possam ser disponibilizados ao mercado. A quantificação da demanda potencial de gás natural para o PITER 2021 indica que os grandes empreendimentos termelétricos são naturalmente responsáveis pela maior parcela da demanda identificada. Para a viabilidade desses empreendimentos, é necessário que haja demanda de energia elétrica e que esses se saiam vencedores nos próximos leilões de geração de energia elétrica. Fora a demanda termelétrica, o aproveitamento das vocações regionais deve ser conjugado a uma maior competitividade do gás natural e segurança de fornecimento de longo prazo, principalmente em relação aos outros combustíveis que poderiam ser deslocados pelo gás natural.

Foi observado no presente estudo que o uso do terminal na integralidade de sua capacidade de regaseificação poderia reduzir o preço do gás regaseificado nele. No estudo de caso, onde se estimou a tarifa de regaseificação a ser cobrada conforme o fluxo de utilização do terminal, foram verificados significativos descontos nesta tarifa à medida que se acrescentava um módulo de regaseificação de 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia em operação na análise do fluxo de caixa do projeto. Este resultado mostra que projetos de terminais que buscam agregar outras demandas àquela âncora do projeto tendem a ter o gás regaseificado mais competitivo, dado que os custos de obtenção do GNL fossem iguais para todos os agentes.

Neste sentido, o programa Novo Mercado de Gás poderá incentivar a viabilização dos projetos estudados, uma vez que irá promover a concorrência no setor de gás natural brasileiro, trazendo maior competitividade e diversidade de agentes, principalmente no que toca aos novos volumes de oferta disponibilizadas ao mercado. O estabelecimento de um Sistema de Transporte de Gás Natural integrado também ajudará a viabilizar estes investimentos, pois os benefícios poderão ser compartilhados pelos usuários da malha integrada de gasodutos, permitindo que alguns desses projetos entreguem volumes de gás natural para consumidores próximos ou distantes da área de influência de cada alternativa.

Ressalte-se que a implementação de cada projeto dependerá do detalhamento de diversos aspectos socioambientais e de engenharia, assim como confirmações acerca da demanda, e acordos para interconexão com outros projetos, gasodutos e/ou consumidores. Somente após a realização de tais detalhamentos, por parte das empresas interessadas, será possível confirmar quantos e quais dentre os projetos estudados possuem viabilidade econômica, e qual será o aumento real na oferta de gás natural no Brasil.

Por fim note-se que, aliados aos terminais de regaseificação de GNL, a utilização de distribuição de GNL em pequena escala advinda desses terminais pode auxiliar no atendimento da demanda em regiões ainda não conectadas à malha integrada de gasodutos. Para este tipo de atendimento, cada uma das alternativas de terminais tem uma competitividade relativa maior ou menor entre si

---

<sup>9</sup> Foram considerados os custos do terminal de Presidente Kennedy/ES apenas na alternativa com tancagem.

dependendo não só da distância até os clientes finais, mas também dos volumes a serem transportados. Não obstante, pode-se destacar a contribuição de toda essa logística de atendimento na criação de pontos de demanda, principalmente para grandes distâncias. Estudos futuros podem considerar a atuação complementar dos modais ao longo do tempo, e mesmo a viabilização de gasodutos de grande porte após a criação da demanda de menor escala, e sua evolução rumo a maiores volumes.

## 9. Referências bibliográficas

---

AACEI. Association for the Advancement of Cost Engineering International, 2011. Sistema de Classificação para estimativa de custos. Disponível em: <<http://brasil-aacei.org/wp-content/uploads/2016/09/17R-97-Sistema-de-Classificacao-para-Estimativa-de-Custos.pdf>>. Acesso em: 11 jun. 2021.

ABEGÁS. Associação Brasileira das Distribuidoras de Gás Canalizado, 2021. STJ autoriza terminal de regaseificação em Santos. Disponível: < <https://www.abegas.org.br/arquivos/80500>>. Acesso em: 06 jul. 2021.

DOU. Diário Oficial da União, 2020. Número 248, seção 1, p. 810. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, diretoria II, Superintendência de Infraestrutura e Movimentação. Publicado em: 29 dez. 2020. Disponível em: <<https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/servlet/INPDFViewer?jornal=515&pagina=810&data=29/12/2020&captchafield=firstAccess> >. Acesso em: 09 jun. 2021.

EMAP. Empresa Maranhense de Administração Portuária, 2019. Plano de Desenvolvimento e Zoneamento do Porto Organizado do Itaqui. Disponível em: < <https://www.portodoitaqui.ma.gov.br/pdf/pdz-itaqui.pdf> >. Acesso em: 10 mai. 2021

\_\_\_\_\_, 2021. Porto do Itaqui. Disponível em: < <https://www.portodoitaqui.ma.gov.br/> >. Acesso em: 10 mai. 2021

ENP, 2021. Energy Platform. Hub GASINES. Disponível em: < <https://enpbr.com/midstream/> >. Acesso em: 10 mai. 2021

EPBR, 2021a. NFE planeja operação de terminais de GNL no Pará, Pernambuco e Santa Catarina para o 1º semestre de 2022. Publicado em: 13 jan. 2021. Disponível em: < <https://epbr.com.br/nfe-planeja-operacao-de-terminais-de-gnl-no-para-pernambuco-e-santa-catarina-para-o-1o-semester-de-2022/> >. Acesso em: 31 mai. 2021.

\_\_\_\_\_, 2021b. New Fortress Energy acerta compra de ativos da Golar Power no Brasil em operação de US\$ 5 bi. Publicado em: 13 jan. 2021. Disponível em: < <https://epbr.com.br/new-fortress-energy-acerta-compra-de-ativos-da-golar-power-no-brasil-em-operacao-de-us-5-bi/> >. Acesso em: 31 mai. 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2019a. PIPE 2019 - Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-434/PIPE%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Processamento%20e%20Escoamento%20de%20G%C3%A1s%20Natural.pdf>>. Acesso em: 11 jun. 2021.

\_\_\_\_\_, 2019b. PIG 2019 - Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2019. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig> >. Acesso em: 14 mai. 2021.

\_\_\_\_\_, 2020a. Nota Técnica Terminais de GNL no Brasil – Panorama dos Principais Projetos - Ciclo 2019-2020. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-terminais-de-gnl-no-brasil-panorama-dos-principais-projetos-ciclo-2019-2020> >. Acesso em: 01 jun. 2021.

\_\_\_\_\_, 2020b. Nota Técnica Demanda de Gás Natural nos mercados nacional e internacional no horizonte 2020-2030. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-531/EPE,%202020%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20Demanda%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20vFinal.pdf> >. Acesso em: 01 jun. 2021.

\_\_\_\_\_, 2020c. PDE 2030 - Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030> >. Acesso em: 11 jun. 2021.

\_\_\_\_\_, 2020d. PIG 2020 - Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2020. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2020> >. Acesso em: 02 jun. 2021.

ERIA. Economic Research Institute for Asean and East Asia, 2018. Investment in LNG Supply Chain Infrastructure Estimation. In: Uemura T. and K. Ishigami (eds.), Formulating Policy Options for Promoting Natural Gas Utilization in the East Asia Summit Region Volume II: Supply Side Analysis. ERIA Research Project Report 2016-07b, Jakarta: ERIA, pp.67-80

G1, 2021. Justiça suspende licitações para construção de terminal marítimo de gás natural liquefeito em Santos, SP. Publicado em: 18 mai. 2021. Disponível em: <<https://g1.globo.com/sp/santos-regiao/porto-mar/noticia/2021/05/18/justica-suspende-licitacoes-para-construcao-de-terminal-maritimo-de-gas-natural-liquefeito-em-santos-sp.ghtml>>. Acesso em: 06 jun. 2021.

IBAMA. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, 2021. Consulta a processos de licenciamento ambiental. Consulta ao Processo 02001.006386/2011-40. Disponível em: <[https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta\\_empresendimentos.php](https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empresendimentos.php)>. Acesso em: 11 jun. 2021.

IMA SC. Instituto do Meio Ambiente de Santa Catarina, 2021. Consultas relacionadas ao licenciamento ambiental. Nome/razão social Terminal Gás Sul. Disponível em: <<https://consultas.ima.sc.gov.br/consulta/consultar#>>. Acesso em: 08 jun. 2021.

MIGLIORINI, A. V.; GUIMARÃES, A. T. C, 2008. Tipo de blocos de concreto para estrutura hidráulica de proteção às ondas marinhas e análise visual dos tetrápodes da Barra de Rio Grande. Seminário e Workshop em Engenharia Oceânica, 3, 2008, Rio Grande. Anais eletrônicos... Rio Grande: FURG, 2008. Disponível em: <<https://semengo.furg.br/secao-tecnicas>>. Acesso em: 05 jul. 2021.

MME. Ministério de Minas e Energia. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural, 2017. Edição: dez. 2017. Disponível em: < <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural> >. Acesso em: 08 jun. 2021.

\_\_\_\_\_, 2021. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Edição: mar. 2021. Disponível em: < <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural> >. Acesso em: 08 jun. 2021.

MPSP. Ministério Público do Estado de São Paulo, 2021. Empreendimento de risco, terminal de gás em Santos é barrado a pedido do MPSP. Disponível em:

<[http://www.mpsp.mp.br/portal/page/portal/noticias/noticia?id\\_noticia=24498715&id\\_grupo=118](http://www.mpsp.mp.br/portal/page/portal/noticias/noticia?id_noticia=24498715&id_grupo=118)>. Acesso em: 06 jul. 2021.

NEW FORTRESS ENERGY, 2021. Reunião virtual com a equipe de Gás Natural da EPE realizada em abril de 2021.

PETRÓLEO HOJE, 2021. Com aval do Cade, Golar assume 100% da UTE São Marcos. Publicado em: <<https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/com-aval-do-cade-golar-detem-100-da-ute-sao-marcos/>>. Acesso em: 11 jun. 2021.

PORTO CENTRAL, 2021. Sobre o projeto. Disponível em: <<https://portocentral.com.br/pb/>>. Acesso em: 11 mai. 2021.

PORTO NORTE FLUMINENSE, 2021a. Hub de gás. Disponível em: <<http://www.portonf.com.br/>>. Acesso em: 06 jul. 2021.

\_\_\_\_\_, 2021b. E-mail recebido pela EPE em abril de 2021 sobre o andamento do projeto em resposta ao e-mail enviado pela EPE em março de 2021.

PORTOS E NAVIOS, 2020. Porto Central e EnP assinam memorando para desenvolvimento de refinaria no ES. Publicado em: 29 nov. 2020. Disponível em: <<https://www.portosenavios.com.br/noticias/portos-e-logistica/porto-central-e-enp-assinam-memorando-para-desenvolvimento-de-refinaria-no-es>>. Acesso em: 01 jun. 2021.

\_\_\_\_\_, 2021. Termelétrica vai investir R\$ 3 bilhões no Complexo de Suape. Publicado em: 13 jan. 2021. Disponível em: <<https://www.portosenavios.com.br/noticias/portos-e-logistica/termelétrica-vai-investir-r-3-bilhoes-no-complexo-de-suape>>. Acesso em: 31 mai. 2021.

SINAVAL, 2019. Nova FRSU ruma para o Brasil na próxima semana. Publicado em 14 jan. 2019. Disponível em: <<http://sinaval.org.br/2019/01/nova-fsru-ruma-para-o-brasil-na-proxima-semana/>>. Acesso em: 05 jul. 2021.

TAG. Transportadora Associada de Gás S.A, 2020. Plataforma Eletrônica. Disponível em: <<https://ntag.com.br/plataforma-eletronica/>>. Acesso em: 31 mar. 2021.

TAVARES, A.; ALMEIDA, E. L. F.; PRADE, Y. C.; ALMEIDA, J. R. U C.; PETTENDORFER, E. P., 2021. Flexibilidade na Indústria de Gás Natural: Mecanismos e Estratégias para Apoiar a Concorrência no Mercado Brasileiro. Rio de Janeiro: Synergia, 2021.

TEPOR, 2021. Terminal Portuário de Macaé. E-mail recebido pela EPE em 19 abr. 2021 sobre o andamento do projeto em resposta ao e-mail enviado pela EPE em 31 mar. 2021.

TFB S.A, 2018. Terminais Fluviais do Brasil. Informativo do porto. Disponível em: <<http://www.tfbsa.com.br/>> Acesso em: 07 mai. 2021.